

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте

Факультет техники и технологии

Кафедра электрооборудования и автоматизации производственных процессов

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ Ю.С. Сергеев

_____ 2021 г.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПС-35/6 КВ "КНС-3" ПОКАЧЕВСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ– 13.03.02.2021.349.00.00 ВКР

Консультанты

Безопасность жизнедеятельности
доцент

_____ С.Н. Трофимова
_____ 2021 г.

Руководитель работы
доцент

_____ С.Н. Трофимова
_____ 2021 г.

Автор работы

студент группы ФТТ-533

_____ С.А. Степаненко
_____ 2021 г.

Нормоконтролер

ст. преподаватель

_____ О.В. Терентьев
_____ 2021 г.

Златоуст 2021

АННОТАЦИЯ

Степаненко С.А. Автоматизация ПС-35/6 кВ "КНС-3" Покачевского нефтяного месторождения – г. Златоуст: филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоусте, кафедра ЭАПП; 2021 г., 94 с., 29 ил., 34 табл. библиогр. список – 62 наим., 8 листов чертежей ф.А1.

В данной выпускной квалификационной работе был выполнен анализ системы электроснабжения сети 6 кВ Покачевского нефтяного месторождения. Детализированы причины повреждаемости различных элементов системы электроснабжения. Показаны возможности повышения надежности электроснабжения потребителей.

В работе были произведены основные расчёты по токам короткого замыкания, максимальным рабочим токам, расчёт относительных сопротивлений элементов цепи короткого замыкания произведён выбор основного силового оборудования, трансформаторов тока и напряжения.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Степаненко С.А.				Лит.	Лист	Листов
Провер.	Трофимова С.Н.				Д	4	94
Т. Контр.	Вигриянов П.Г.				Филиал ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» в г. Златоуст Кафедра ЭАПП		
Н. Контр.	Терентьев О.В.						
Утверд.	Сергеев Ю.С.						
Автоматизация ПС-35/6 кВ "КНС-3" Покачевского нефтяного месторождения Пояснительная записка							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ.....	9
2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ МОДЕРНИЗАЦИИ.....	14
2.1 Общая характеристика объекта.....	14
2.2 Анализ технического состояния оборудования ПС и формирование задач работы.....	15
2.3 Анализ надежности работы системы ЭС Покачевского месторождения.....	16
2.4 Исследование динамики повреждаемости электрооборудования, оценка влияния факторов на повреждаемость электрооборудования...	17
2.5 Анализ повреждаемости основного электрооборудования 35–110 кВ на объектах нефтегазодобывающей отрасли.....	21
2.6 Оценка надежности ПС 6–35 кВ Покачевского месторождения.....	24
3 ФОРМИРОВАНИЕ РАССЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ИССЛЕДУЕМОГО УЧАСТКА СЕТИ.....	34
3.1 Анализ схемы и параметров сети при существующей системе напряжений 35/6 кВ.....	34
3.2 Анализ параметров силовых трансформаторов.....	37
3.3 Выбор рационального напряжения сети.....	39
3.4 Выбор сечения проводов линий электропередач.....	41
3.5 Разработка схемы замещения для расчета ТКЗ и определение её параметров.....	45
3.6 Определение токов короткого замыкания на линиях трансформаторной подстанции.....	49
4 ПРОВЕРКА СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ.....	52
5 АВТОМАТИЗАЦИЯ И РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПС-35/6КВ "КНС-3" ПОКАЧЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	60
6 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПС.....	64
6.1 Оценка уровня надежности работы подстанции.....	64
6.2 Выбор критерия надежности с учетом возможной динамики нагрузок.....	65
6.3 Выбор средств регулирования напряжений.....	70
7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	75
7.1. Краткое описание рассматриваемого объекта, производственного участка.....	75
7.2. Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	75
7.3. Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса.....	76

7.4. Охрана труда.....	79
7.5. Производственная санитария.....	80
7.6. Эргономика и производственная эстетика	84
7.7. Противопожарная и взрывобезопасность.....	85
7.8. Экологическая безопасность.....	87
7.9. Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	90

ВВЕДЕНИЕ

Нефте и газодобывающая промышленность является достаточно энергоемкой отраслью, основной объем электроэнергии используется для работы буровых насосов, лебедок, погружных насосов. Электроэнергия, используемая для электроснабжения нефтяных и газовых месторождений, должна соответствовать ГОСТ 32144–2013.

В связи с ужесточением требований к нефтедобывающей отрасли, при проектировании системы электроснабжения буровых установок нужно использовать современное высокотехнологичное оборудование, чтобы уменьшить расходы природных ресурсов. Так же необходимо применять системы автоматизации производства. В последнее время развития электронной и вычислительной техники и роста и повышения сложности систем электрификации наблюдается соответствующий рост требований к качеству электроэнергии, их надежности и экономичности.

В то время как основной фонд существующего оборудования во многом устарел, как морально, так и физически. Постоянно возрастающие требования к качеству систем электроснабжения, их надежности и экономичности, в комплексе с изменяющейся структурой и характером потребления электроэнергии современными предприятиями, а также появление и широкое внедрение устройств управления и контроля на базе современной вычислительной техники требуют своевременной реконструкции существующих сетей электроснабжения. Данные факты позволяют считать тему данной ВКР актуальной.

Системы электроснабжения оказывают существенное влияние на производственный процесс промышленных предприятий. В этой связи проектирование и реконструкция систем электроснабжения должна предполагать под собой выполнение целого комплекса мероприятий, целью которых является обеспечение функциональной и безопасной эксплуатации всего внутреннего электрооборудования.

Объектом ВКР является ПС-35/6 кВ "КНС-3" Покачевского нефтяного месторождения.

Предметом является система электроснабжения сети 6–35 кВ.

Цель ВКР – Повышение надежности электроснабжения ПС-35/6 кВ "КНС-3" Покачевского нефтяного месторождения.

Технические параметры, характеризующие надежность систем ЭС могут быть получены в основном при помощи теоретических методов, путем выполнения расчетов и построения математических моделей.

Это, в свою очередь, не позволяет анализировать глубоко все предлагаемые мероприятия по повышению надежности и приводит к тому, что ряд мероприятий вообще обходится стороной. Поэтому актуальной является задача анализа времени перерывов в электроснабжении с учетом всех его составляющих.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Выполнить анализ показателей надежности электроснабжения потребителей, подключенных к электрическим сетям 6–35 кВ Покачевского месторождения;

										Лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ					

2. Осуществить обоснованный выбор мероприятий по внедрению средств автоматизации;

3. Разработать схему сетей напряжением 35/6 кВ;

4. Произвести выбор силового и коммутационного оборудования на ПС 35/6 кВ Покачевского месторождения;

5. Произвести выбор средств релейной защиты и автоматики для исследуемого участка сети;

6. Разработать перечень мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается в разработке программы мероприятий по повышению надежности распределительных сетей Покачевского месторождения.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, И РЕШЕНИЙ

Внедрение микросетей создает новые проблемы, особенно в области координации защитных устройств, которые вряд ли появятся в традиционной распределительной сети. Изменение уровней тока неисправности, двунаправленный ток неисправности и изменение режимов работы микрорешеток усложняют защиту микрорешеток.

Процедура первоначально начинается с координации реле перегрузки по току (OC), а затем направленными реле перегрузки по току (DOC) в системе. Если координация этих двух типов реле неудовлетворительна, то для замены реле OC в неисправной секции используются дифференциальные (DIF) реле.

Предлагаемый способ учитывает селективность устройства, чувствительность и правильную функцию защиты одновременно.

Результаты моделирования показывают, что предложенный метод координации надежно защищает микросеточную систему как в сетевом, так и в островном режимах работы.

Приборы релейной защиты и автоматики, произведенные на классической элементной основе, в наше время, никак не гарантируют решения ряда многокритериальных задач:

- реализация заданного перечня функциональных требований требует использование значительного числа дополнительного оборудования, что в свою очередь ведет к снижению надежности работы;

- невозможно или затруднено внедрение дополнительного функционала, основанного на электромеханических реле;

- невозможно обеспечить совместное взаимодействие современных устройств, основанных на МК и более старых, основанных с использованием электромеханических реле, при этом вероятность управления и эксплуатации на расстоянии отсутствует;

- системы фиксирования поломок и чрезвычайных ситуаций, их должное своевременное распознавание нуждаются в обновлении и повышении эффективности;

- для того, чтобы выполнить модернизацию схем релейной защиты и автоматики необходимо иметь опытную пуско-наладочную бригаду, а также состав электромонтажников, оперативно и качественно выполняющий работы по подключению вторичных цепей, также большое значение имеет периодический контроль исправности оборудования до включения ПС в работу.

Оценка влияния на работу обычных трехступенчатых схем дальней ретрансляции для защиты линии передачи с последовательной компенсацией и анализ влияния последовательной компенсации на различные схемы автоматического отключения передачи, несущей при различных аварийных состояниях. Наличие последовательной компенсации в передаче создает чрезмерные проблемы в дистанционном реле из-за снижения чистого сопротивления неисправности линии передачи. Аналитические исследования

такой ситуации моделируются с помощью PSCAD и анализируются различные отклики реле расстояния для различных неисправностей и состояний системы. Усовершенствованная схема дистанционной защиты реализована для устранения проблем с дистанционным реле для последовательной компенсированной линии. Он также моделирует схемы автоматического повторного включения для различения временного и постоянного сбоя.



Рисунок 1.1 – Терминалы защиты и автоматики серии TOP 200

Устройства РЗиА монтируются на электростанциях и подстанциях КСО, КРУ, КРУН, КТП СН, а также в распределительных щитах и шкафах управления и спроектированы для реализации основной либо же резервной защиты для различных подключений в виде независимого оборудования или в сочетании с другими терминалами РЗиА, использующими иную элементную базу. На основе ТОП 200 можно реализовать комплексное решение для системы защиты подстанции 6-10-35-110 кВ на одной серии устройств. Это позволяет значительно ускорить процесс разработки, монтажа, а также принятия в эксплуатацию, что ведет к минимизации эксплуатационных расходов на оборудование.

Повысить качество структуры защиты объекта возможно с помощью специального оснащения и функциональных устройств. Если TOP 200 не имеет нужных требующихся опций, следует использовать микропроцессорные реле, наиболее подходящими являются - SPA 100 и SPA 300. Они выполняют такие задачи как: измерение, сигнализация, защита. К тому же существуют реле специального назначения, их основная особенность состоит в измерении электрических сигналов в цепи и наблюдении за ними.

Станционный вариант устройств отличается входными и выходными цепями и сигнальными цепями. В дальнейшем желательно использовать станционные устройства, так как они фактически заменяют конструкцию подстанции.

Такой надежный и не допускающий никаких отклонений прибор, как TOP-200 препятствует искажениям и произвольным изменениям, которые могут произойти в защите и автоматике. В состав высокоэффективного устройства, предназначенного для защиты и автоматики ТОП-200 входят модули защиты, они не настраиваются.

						13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
							10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Защита микропроцессорная БМРЗ, производства НТЦ «Механотроника», г. Санкт-Петербург. Серийное производство и промышленная эксплуатация микропроцессорных экранов БМРЗ началось в 1997 году.

БМРЗ представляет собой цифровую систему, реализующую РЗиА оборудования ПС и отвечающее требованиям ПУЭ, и ПТЭ по защите и автоматизации. В его основе лежат самые современные компоненты, обеспечивающие комплексную защиту соединений и не требующие специального обслуживания, что обеспечивает простоту эксплуатации и надежность.

Достоинством БМРЗ является его проектирование согласно требованиям российских нормативных документов. В России принято реле для построения систем защиты и автоматики.

К недостаткам БМРЗ можно отнести многочисленные модификации, ориентированные на вузы. Каждый такой блок имеет индивидуальную логику защиты, набор функций каждого блока определяется производителем. В итоге только автоматический выключатель ввода БМРЗ серии ВВ имеет более 10 модификаций, в функциональности которых довольно сложно ориентироваться.

Микропроцессорная защита Sepam производства Schneider Electric. Первые блоки Sepam 1000+ были запущены в производство в 2001 году. Базовое устройство Sepam 1000+ со стандартным интерфейсом и дополнительными модулями показано на п. 1.2. на рисунке.



Рисунок 1.2 - Базовое устройство Sepam 1000+ со стандартным интерфейсом и дополнительные модули: 1 - дистанционный графический дисплей; 2 - дополнительный модуль входов / выходов; 3 - модуль связи; 4 - модуль датчиков температуры; 5 - модуль аналогового выхода; 6 - программное обеспечение для параметризации СЭПАМ и работы с осциллограммами.

Технологические решения, которые применялись при проектировании рассматриваемой серии устройств РЗА, смогли обеспечить создание универсального устройства для выполнения функций релейной защиты, имеющий значительное число сфер использования в сетях напряжением 6–35 кВ. Цифровые терминалы серии Seram 1000+ обладают большим количеством стандартных функций характерных для микропроцессорных защит, таких как:

- измерение текущих параметров работы сети;
- релейную защиту оборудования;
- системную автоматизацию технологических процессов;
- самодиагностику оборудования;
- диагностику работы коммутационной аппаратуры;
- обеспечение связи с системой АСУ по интерфейсу RS-485 с открытым протоколом Modbus.

Данные устройства обладают модульную структурой, а функции и параметры защиты могут быть заданы посредством программного обеспечения. Терминалы Seram обеспечивают до 16 разнообразных видов параметров, реализующих релейную защиту.

Микропроцессорные устройства и комплексы реализации релейной защиты производства Alstom.

Компания Alstom производит устройства для реализации защиты электрооборудования подстанций более 70 лет. Также присутствует опыт работы на рынке СНГ. Все оборудование, выпускаемое компанией, соответствуют требованиям ПУЭ и ПТЭ.

Alstom выпускает устройства релейной защиты в 3 сериях устройств:

MODULEX3 (Представлен на рисунке 1.3). Данная серия устройств обладает расширенными функциональными возможностями управления коммутационным оборудованием, что упрощает схему монтаже и последующей настройки системы.



Рисунок 1.3 – Блок защиты серии MODULEX3

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ

Лист

12

Рассмотрим достоинства и недостатки данной модели устройства РЗиА Alstom. К достоинствам, очевидно, следует отнести современную элементную базу и используемые в устройстве схемотехнические решения. Также достоинством устройства являются достаточно компактные габариты. Помимо выполнения основных функций по организации релейной защиты и оборудования подстанции или распределительного пункта, устройства Alstom обладают дополнительным функционалом по диагностике, автоматическому контролю и управлению оборудованием.

Вывод по главе: в данной главе представлен анализ актуальных на сегодняшний день, микропроцессорных устройств РЗиА. В главе рассмотрены основные параметры комплексов релейной защиты. На основании данного анализа в работе будут сформулированы основные требования к устройствам РЗиА. На основе сравнения были выбраны устройства серии TOP 200 отечественного производителя ООО «Релематика», обеспечивающим защиту оборудования ПС. Данные устройства при сохранении конкурентной стоимости на рынке систем релейных защит и автоматики обеспечивают высокую надежность работы в пределах всего срока эксплуатации. Также устройства защиты обеспечивают широкий функционал и возможности точной настройки под требования заданного объекта

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ЗАДАЧИ МОДЕРНИЗАЦИИ

2.1 Общая характеристика объекта

Объектом исследования в данной ВКР является ПС - 35/6 кВ «КНС-3» Покачевского нефтяного месторождения. Оно является одним из самым крупных месторождений и располагается в распределенном фонде недр. На сегодняшний день месторождение относится к разрабатываемым, если оценивать по степени промышленной освоенности. Общая площадь месторождения занимает территорию около 1900 км².

Месторождение представляет собой слабопересеченную, но достаточно заболоченную и неравномерную местность, в большей части это заселенная равнина. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 до +75 м.

В административном отношении Покачевское нефтегазовое месторождение расположено в Ханты-Мансийском Автономном округе Российской Федерации в 40 км к Северо-Востоку от г. Сургут. Приурочено к Фёдоровской, Моховой, Северо-Сургутской и Оленьей структурам Сургутского нефтегазоносного района Средне-Обской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Оператором месторождения является российская нефтяная компания Лукойл. Добыча нефти на месторождении в 2007 году составила 3,582 млн тонн.

Входит в состав Александровского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Васюганская НГО расположена в юго-восточной части Тюменской и западной части Томской областей.

Нефть, газ и газовые конденсаты по химическим и физическим характеристикам квалифицируют как группу природных ресурсов высоко уровня, так как для их перерабатывания не требуется использование особых технологий при помощи углеводородов. Объем получаемых ресурсов можно классифицировать по разным признакам, например по геологическому строению и величине, то есть крупный и очень сложный соответственно.

Геологические запасы нефти при этом оценивались в следующих объемах: по категории С1 - 151,782 тыс. т., по категории С2 – 5744 тыс. т., извлекаемые С1 - 48570 тыс. т. и С2 -1838 тыс. т.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

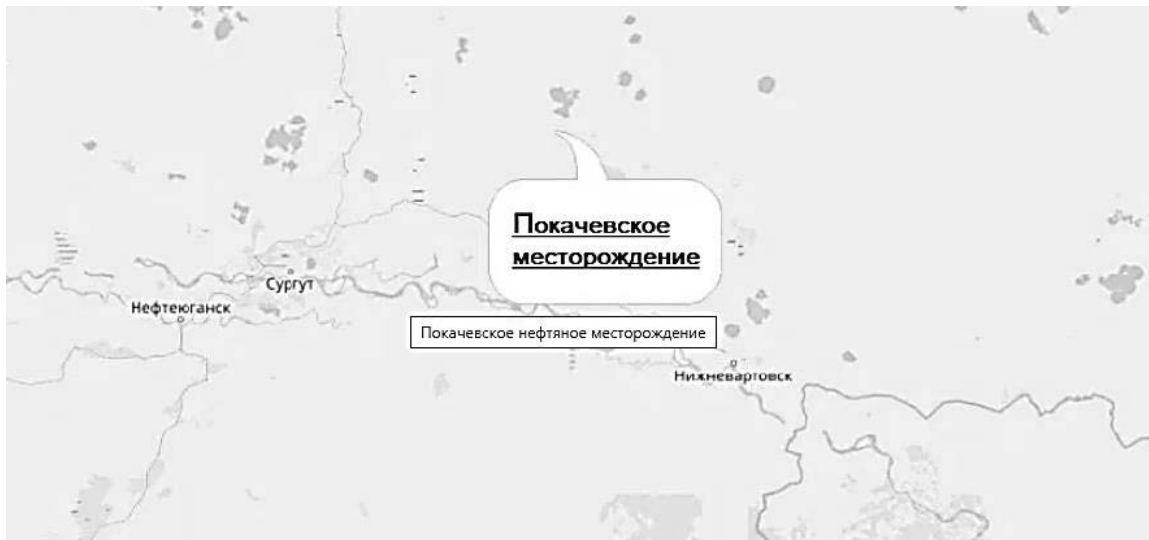


Рисунок 2.1 – Месторасположение Покачевского месторождения

2.2 Анализ технического состояния оборудования ПС и формирование задач работы

В качестве автономного источника питания выступает ГТЭС НП 9 агрегатов по 16 МВт – состоящая из трех машинных залов в каждом из которых установлены по три газотурбинных агрегата (ГТА).

ПС 35/6 кВ основана и запущена к 90-м годам прошлого столетия. За период ее существования там время от времени выполняются работы по частичной замене устаревшего или вышедшего из строя оборудования, например при аварийной ситуации, плановые ремонты через некоторые временные промежутки, капитальные ремонты, к тому же выполняется полное исследование защит и высоковольтного оснащения ПС.

Генераторы ГТА вырабатывают переменное напряжение классом 6,3 кВ, для трансформации напряжения используются повышающие трансформаторы 10/35 кВ и 35/16,3 кВ. Итоговыми цепочками для распределения электрической энергии на территории ГТЭС служат закрытые распределительные устройства (ЗРУ) ЗРУ – 35 кВ и ЗРУ – 16,3 кВ.

От ЗРУ – 16 кВ по ВЛ – 16 кВ общей протяженностью 100 километров, электроэнергия передается на ПС – 110/6 кВ ПСП. Так же на участке ВЛ – 16 кВ на двадцать шестом километре и семьдесят втором километре смонтированы и введены в эксплуатацию ПС – 110/6 кВ две штуки служащие для электрообогрева нефтепровода от ЦПС до ПСП.

От ЗРУ – 35 кВ по сетям электроснабжения ВЛ – 35 кВ передается электроэнергия на подстанции (ПС) 35/6 кВ из них:

- ПС 35/6 кВ – шесть штук для электроснабжения кустовых площадок;
- ПС 35/6 кВ – две штуки для электроснабжения ЦПС и УКПГ.

Система электроснабжения Покачевского месторождения включает в себя следующие объекты:

- ПС 35/6 кВ «КНС-3» – состоящая из ЗРУ – 35 кВ, ОРУ – 35 кВ, ЗРУ – 6 кВ.

						13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			15

Подстанция оснащена двумя силовыми трансформаторами ТМГ – 35/6 кВ 10000 кВА и двумя трансформаторами собственных нужд ТМГ – 10/0,4 кВ 100 кВА.

Данные КТП оснащены сухими трансформаторами, в качестве коммутационной аппаратуры 0,4 кВ используются автоматические выключатели производства АВВ выкатного типа. Для обеспечения резервирования вводов реализован автоматический ввод резерва (АВР) – 0,4 кВ. В отсеке РУВН установлены кондиционеры, выполняющие функцию охлаждения трансформаторов.

2.3 Анализ надежности работы системы ЭС Покачевского месторождения

Силовые высоковольтные трансформаторы имеют большой физический износ и технические параметры, которые значительно уступают таковым у современных моделей трансформаторов. Так, потери используемых трансформаторов почти вдвое превышают потери современного оборудования. Большая часть оборудования трансформаторных подстанций, от которых происходит питание станции, эксплуатируется более 25 лет.

Установленные на данном объекте масляные выключатели 6 кВ типа ВМП – 10 на данный момент времени сняты с производства, из чего делаем вывод о необходимости переустановки утративших свои полезные свойства и ценность масляных выключателей и приводов типа ПП – 67 на новые вакуумные выключатели с электромагнитными приводами.

В ходе реконструкции необходимо:

- установить новые ячейки КРУ с вакуумными выключателями на выкатных тележках с организацией монтажа новой релейной защиты и автоматики;
- на ОРУ-35 кВ заменить старые масляные выключатели на элегазовые;
- установить новые трансформаторы тока и напряжения;
- заменить силовые трансформаторы 35/6 кВ на новые.

Климатические условия

Если рассматривать с точки зрения погодных условий, то на территории продолжительное время держится холодный период, остальные сезоны — это лето, весна и осень занимают достаточно мало времени. Климат района резко континентальный.

Основной особенностью района расположения месторождения является явное и значительное колебание температур не только относительно времен года, но и в течение одного месяца и даже дня перепад может быть велик.

По данным гидрометеоцентра средняя температура воздуха в году держится довольно низко и составляла от минус 3,2°С до минус 2,6°С. Несмотря на то, что теплое время года достаточно короткое, температура за сезон может достигать высоких и не характерных для территории значений, самая высокая температура зафиксирована на отметке плюс 30°С.

Холодный период можно охарактеризовать, как суровый и снежный. Средняя температура за зимний период снижается до низких значений, так в январе средняя

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				

температура зафиксирована на отметке минус 25°С, а самая низкая температура на отметке минус 50°С.

Большое число осадков отмечается ближе к третьей декаде октября, толщина снежного покрова в зимний период держится от 200 до 220 дней. Общая толщина снежного покрова не превышает 1 м, однако отмечается и толщина до 2 м на некоторых участках. Промерзание земли составляет обычно до 1,5 м, на болотистой территории до 0,20 м. В холодное время года, то есть где-то в декабре на водоемах толщина ледового слоя утолщается, что позволяет совершать безопасное движение транспорта. Расходится слой начинает только весной, ориентировочно в мае. Короткое лето сопровождается невысокими температурами, средняя температура при этом колеблется около отметки в плюс 17°С.

Таблица 2.1 – Параметры грунта для расчета заземления

Удельное сопротивление верхнего слоя земли для горизонтальных заземлителей ρ_1 , Ом-м	Сопротивление нижнего слоя земли для вертикальных заземлителей ρ_2 , Ом-м	Толщина верхнего слоя земли h , м	Время протекания однофазного тока К.З. I, с
700	300	1,25	1,745

Оценка состояния и проблемы функционирования системы электроснабжения
Техническое состояние системы ЭС Покачевского месторождения характеризуется выработанным ресурсом:

- электрические сети 6 и 0,4 кВ имеют износ 70%,
- более 90% установленного оборудования эксплуатируется свыше 25 лет.

Трансформаторы физически устарели, имеют технические характеристики R_{xx} , $R_{кз}$, которые значительно хуже характеристик современных трансформаторов. Эти потери влияют на годовые потери в трансформаторе и порой достигают значение в 2 раза больше, чем у современного оборудования. С помощью проведенного анализа системы электроснабжения установлены существенные потери напряжения на пути к отдельно стоящему энергообъекту - более 5 %, так происходит по причине отклонения показателей пропускной способности кабеля и текущей нагрузки.

Используемое на ПС коммутационное оборудование снято с серийного производства, так как больше нет возможности менять какие-либо детали у выключателей при необходимости, к тому же их полезных свойств и характеристик недостаточно для полноценной работы в современных условиях. Из чего следует сделать вывод о необходимости переустановки на более современные, вакуумные выключатели с электромагнитными приводами [10].

2.4 Исследование динамики повреждаемости электрооборудования, оценка влияния факторов на повреждаемость электрооборудования

Надежная и безаварийная работа сетевого комплекса электрооборудования невозможна, в случае если отсутствует возможность организации аналогичной

работы магистральных и распределительных электрических сетей. Исправность и долговечность СЭС, разумеется, можно назвать ключевыми факторами поддержки и защиты систем распределения, передачи и потребления энергии.

Основой решения о сроках проведения ремонтных работ, о частичной или полной замене оборудования в случае технического перевооружения системы ЭС новым электрооборудованием, взамен технически устаревшего или отработавшего эксплуатационный срок, самыми эффективными оказываются [32]:

– сбор и анализ статистических данных о повреждаемости технического оснащения ПС и ВЛ;

– изучение обстоятельств, при которых происходит сбой оборудования;

– выявление устаревших составляющих ВЛ и потенциально аварийного оборудования, которому требуется срочный ремонт, либо полная замена.

На основании статистических данных из различных источников можно судить о том, что причинами отказов в электрических сетях зачастую становятся нарушение или отказ работы электрооборудования вследствие его повреждения в результате эксплуатации, а также возникновение недопустимых режимов работы элементов сетей ЭС, которые требуют принятия неотложных действий по их устранению.

Подавляющее большинство случаев нарушения работоспособности оборудования систем электроснабжения, отклонения параметров работы оборудования от нормативных значений и выхода данных параметров за пределы, установленные производителем, а также случаи как частичного, так и полного нарушения электроснабжения и отключения электрооборудования следует относить к технологическим нарушениям эксплуатации оборудования.

По всем указанным видам нарушения работы оборудования должны быть проведены расследования и выставлены соответствующие учетные документы, которые позволяют в дальнейшем сформировать базу данных, содержащую информацию за отчетный период о нарушениях работы системы электроснабжения.

Как известно, наиболее частыми причинами нарушения режима работы ПС подстанций, которые расположены на объектах нефти- и газодобывающего комплекса месторождений и другого оборудования нефтегазодобывающего комплекса, приведены на рисунке 2.3.

Как можно видеть на данном рисунке, наиболее значительные ошибки вызваны износом существующего оборудования (от 35%), а также влиянием, которое оказывают внешние климатические воздействия (атмосферные скачки, изменения температуры окружающей среды, ветер, образование льда на проводах, вибрации и «пляски» проводов).

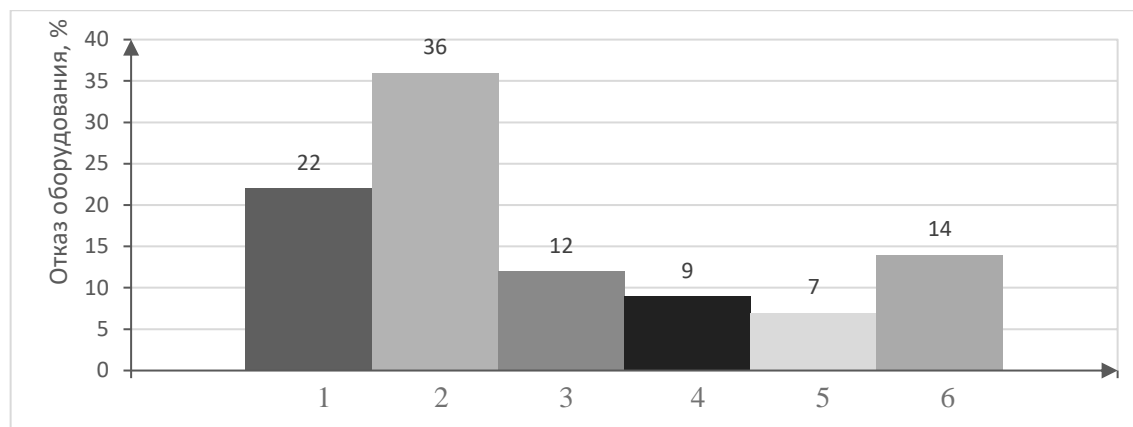


Рисунок 2.3 – Основные причины возникновения аварийных ситуаций и на объектах ЭС (1 - климатические воздействия; 2 – износ оборудования; 3 – посторонние воздействия; 4 – дефекты монтажа; 5 – дефекты изготовления оборудования; 6 – недостатки эксплуатации и ремонтов)

С точки зрения повреждающего воздействия наибольшее влияние оказывают наросты плотного льда, а также ветровая нагрузка [4]. К основным причинам также относятся: посторонние воздействия; несвоевременная диагностика и ремонт оборудования; производственный брак; неправильная сборка/установка, доли соответственно - 12 %, 14%, 7% и 9%.

Текущее положение энергетического комплекса можно охарактеризовать общим объемом электрооборудования, у которого срок эксплуатации превышен сверх заданной нормы. В среднем этот показатель составляет 59% для подстанций (ПС) (более 25 лет) и 49% для линий электропередач (ЛЭП) (более 35 лет), при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 50 лет, для ПС составляет 4%, для ЛЭП - 18%, что является абсолютно не допустимым с точки зрения надёжности данного участка сети [43].

По данным за 2019 год доля основного электрооборудования подстанций, эксплуатирующегося более 25 лет составляет:

- на ПС напряжением 500 кВ - 52%;
- на ПС напряжением 330 кВ - 47%;
- на ПС напряжением 220 кВ - 74%;
- на ПС напряжением 110 кВ - 51%.
- на ПС напряжением 35 кВ - 39 %

На практике в магистральном электросетевом комплексе оценка технического состояния электрооборудования и линий электропередач выполняется по системе «рабочее - ухудшенное - предаварийное»:

– Рабочее – это такое состояние, когда не снижается эффективность работы и производительность определенного оборудования, показатели работы отвечают заданным условиям;

– Ухудшенное - при таком положении измерительная величина как минимум 1 свойства оборудования приблизилась к максимальному допустимому значению, это означает, что оборудование едва справляется с нагрузкой установленной НТД.

– Предаварийное – подвергающее опасности, такое оборудование не должно быть допущено в работу, при выявлении такого состояния необходимо в срочном порядке принимать меры по его замене или ремонту, чтобы избежать аварийной ситуации. В предаварийном положении показатели работы как минимум 1 свойства оборудования превосходят максимальные допустимые значения.

Как показывает статистика за 2019 год, процент ключевого оборудования ПС со временем службы, в ходе которого свойства и стабильное использование продукции обеспечиваются изготовителем, превысил 25 лет, с учетом номинального междуфазного напряжения электрической сети, составляла:

- для оборудования с номинальным напряжением 220 кВ и выше - 34%;
- для оборудования с номинальным напряжением 110 кВ - 75%;
- для оборудования с номинальным напряжением 35 кВ - 81%;
- для оборудования с номинальным напряжением 6–20 кВ- 62%.

Таким образом, основное электротехническое оборудование как в распределительном, так и в магистральном электросетевом комплексе в значительной части выработало нормативный срок службы, и уступает современным аналогам по техническим характеристикам и показателям надежности, что требует увеличивающихся с ростом срока службы затрат на техническое обслуживание и ремонт.

Основные причины повреждения линий электропередачи - грозовые отключения, загрязнение изоляции, воздействие сторонних лиц и организаций, пожары. Также остается стабильно высоким количество технологических нарушений из-за падения боковых деревьев.

В сетях напряжением 6–35 кВ, к которым относится рассматриваемый объект, происходит, в среднем, до 30 отключений в год в расчете на 100 км воздушных и кабельных линий. В сетях напряжением 0,4 кВ - до 100 отключений в год на 100 км» [23].

Статистика повреждений на ВЛ 6–35 кВ представлена на рисунке 2.4.

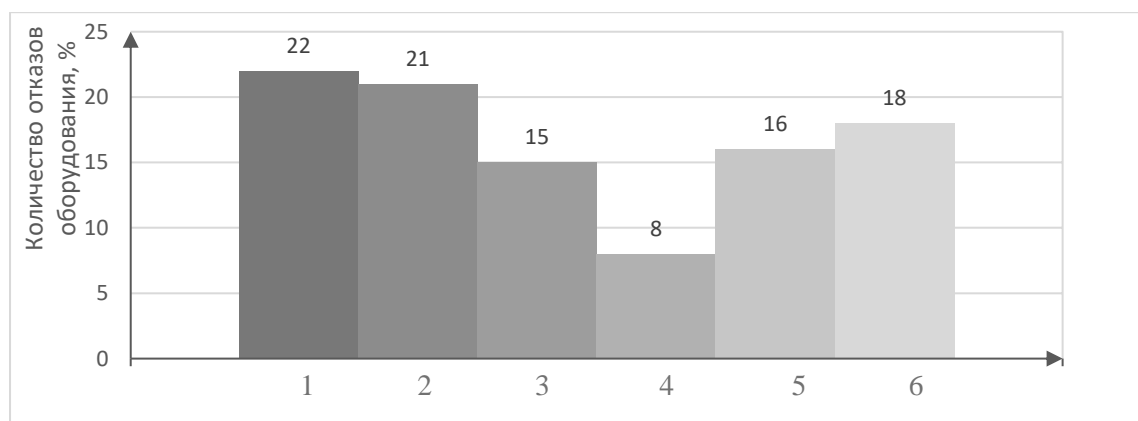


Рисунок 2.4 – Причины повреждений на ВЛ 6 – 35 кВ (1 – изношенность конструкций и материалов при эксплуатации; 2 – климатические воздействия; 3 – грозовые перенапряжения; 4 – несоблюдение требований эксплуатации; 5 – посторонние несанкционированные воздействия; 6 – невыясненные причины повреждений)

Причины повреждений кабельных линий в классах напряжения 0,4–110 кВ представлены на рисунке 2.5

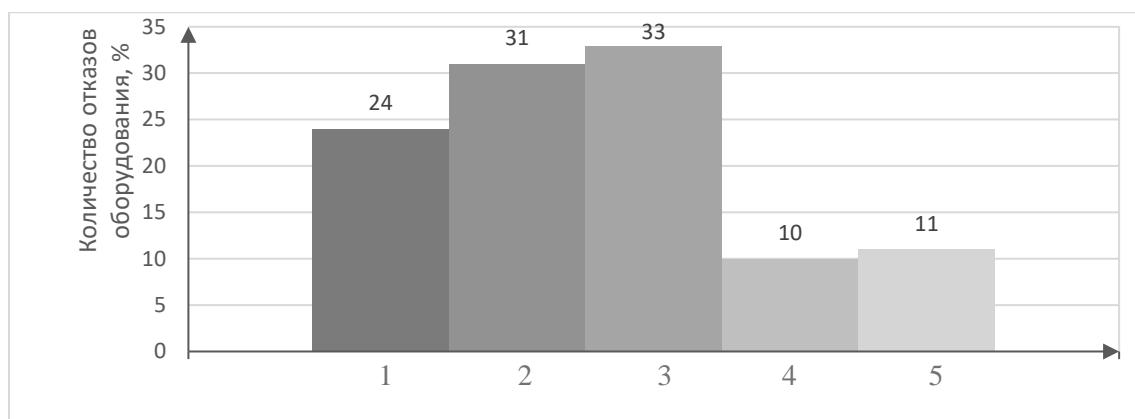


Рисунок 2.5 - Причины повреждений кабельных линий 0,4–110 кВ (1 – дефекты прокладки; 2 – естественное старение силовых кабелей; 3 – механические повреждения; 4 – заводские дефекты; 5 – коррозия)

2.5 Анализ повреждаемости основного электрооборудования 35–110 кВ на объектах нефтегазодобывающей отрасли

Типичным сырьем для бумажной изоляции в силовых трансформаторах является крафт-целлюлоза хвойных пород электротехнического класса, состоящая примерно из 85% целлюлозы, 10% гемицеллюлозы и 5 % остаточного лигнина. Содержание лигнина в бумагах вполне могло бы быть выше, если бы вообще не применялось отбеливание. Избегая стадий отбеливания, как правило, лучше сохраняет целостность целлюлозы. Кроме того, было замечено, что лигнин сам по себе, по-видимому, оказывает благотворное влияние на термостойкость крафт-бумаги. Было показано, что стабильность лигнинов при термическом разложении можно объяснить способностью лигнина образовывать более высококонденсированные структуры с повышением температуры. Хотя более высокое содержание лигнина было бы полезно с точки зрения термической выносливости, пульпы для изоляционных бумаг в большинстве случаев специально не производятся, а получаются из обычных марок крафт-бумаги, таких как упаковочная бумага, так что их состав такой же, как и у этих марок [10,16].

На рисунке 2.6 представлен график повреждения оборудования 35 кВ в процентах от общего количества. Как можно видеть, наиболее часто выходят из строя устройства коммутации, такие как выключатели и разъединители, что связано с принципами их работы, а также силовые трансформаторы. Именно данные устройства определяют итоговую надежность всей ПС.

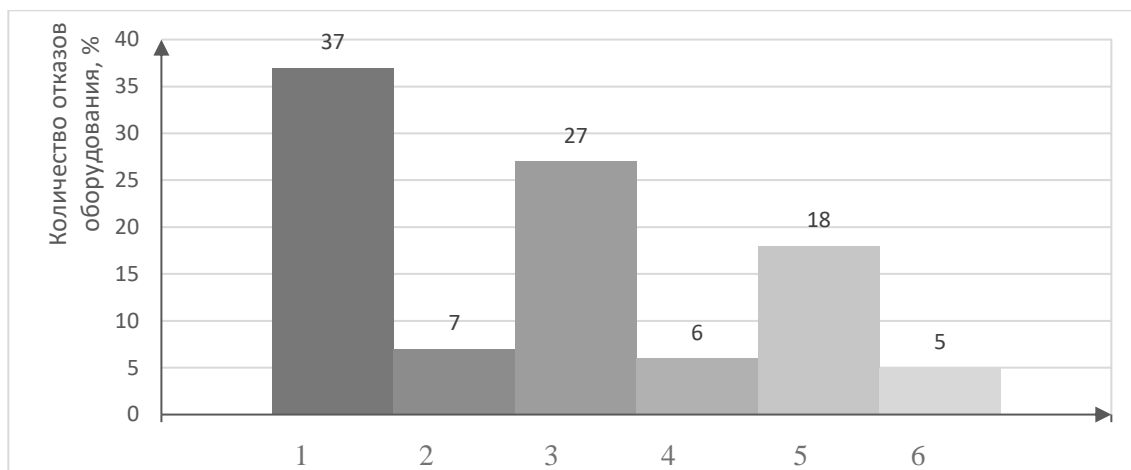


Рисунок 2.6 – Число повреждений электрооборудования (1 – выключатели; 2 – трансформаторы напряжения; 3 – разъединители; 4 – трансформаторы тока; 5 – силовые трансформаторы; 6 – ограничители перенапряжений)

Причины повреждений маслонаполненных трансформаторов тока представлены на рисунке 2.7, элегазовых трансформаторов тока – на рисунке 2.8.

Такие силовые трансформаторы имеют рабочие температуры от 60 °С до 90 °С в нормальных условиях в сочетании с локально ограниченными температурами до 100 °С, так называемой температурой горячей точки. Это равно или уже превышает условия ускоренных испытаний бумаги на старение в материаловедении и консервации [43].

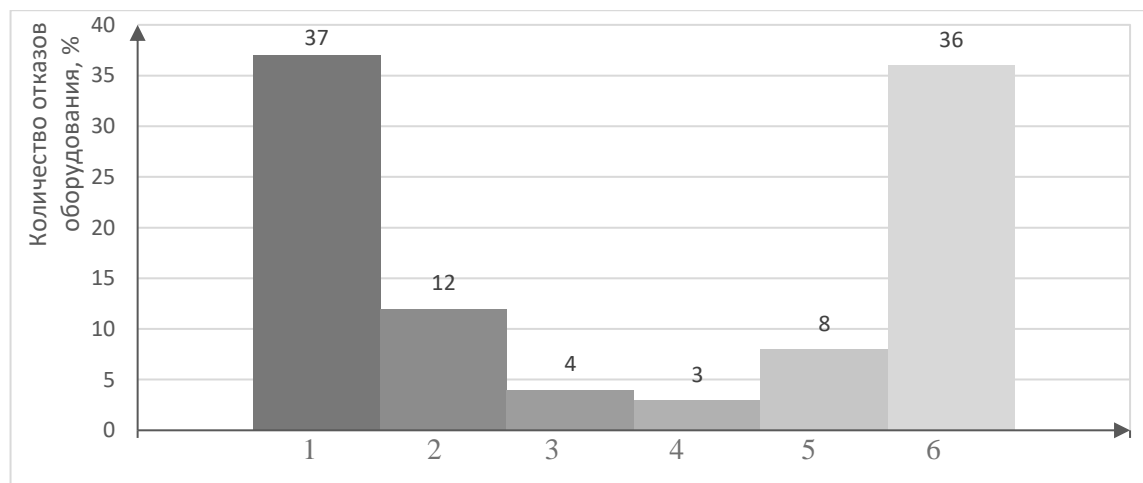


Рисунок 2.7 – Причины повреждений маслонаполненных трансформаторов тока (1 – старение изоляции; 2 – дефекты изготовления и монтажа; 3 – недопустимые режимы; 4 – дефекты эксплуатации; 5 – прочее; 6 – посторонние воздействия)

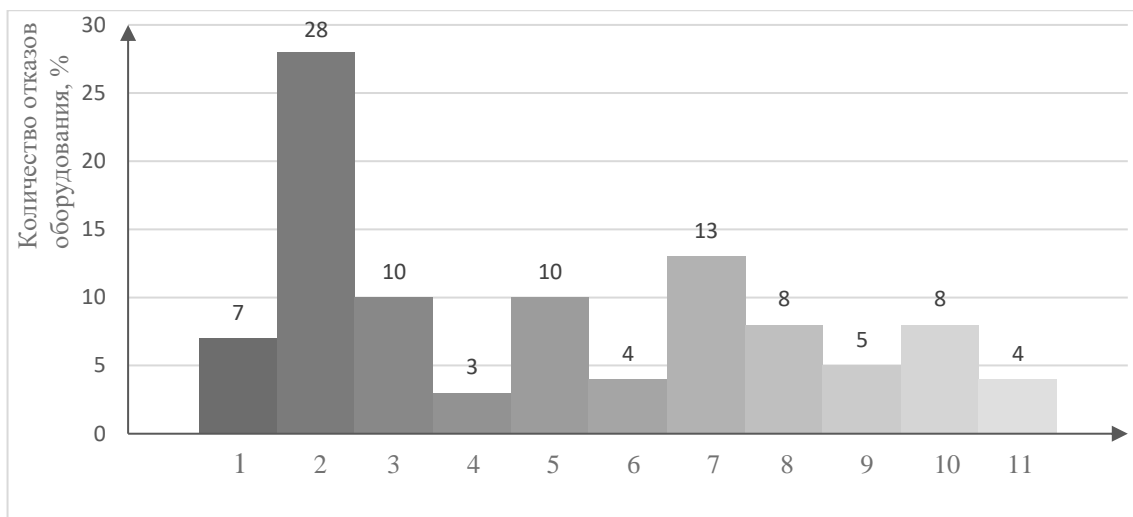


Рисунок 2.8 – Причины повреждения силовых трансформаторов (1 – старение изоляции обмоток; 2 – старение материала; 3 – дефекты изготовления; 4 – дефекты конструкции; 5 – дефекты ремонта; 6 – дефекты монтажа; 7 – недостатки эксплуатации; 8 – климатические воздействия; 9 – посторонние воздействия; 10 – причины не определены; 11 – недопустимые режимы)

Такие температуры неизбежно приведут к деградации пропитанных маслом целлюлозных изоляционных плит, а также к медленному разложению масла, особенно при рассмотрении желаемого срока службы до 40 лет. Общепринятый критерий окончания срока службы достигается, когда степень полимеризации (ДП) целлюлозы опускается ниже значения 200, что примерно соответствует 20% остаточной прочности на растяжение бумаги. За пределами этого уровня ухудшения чрезвычайно вероятно фатальное короткое замыкание.

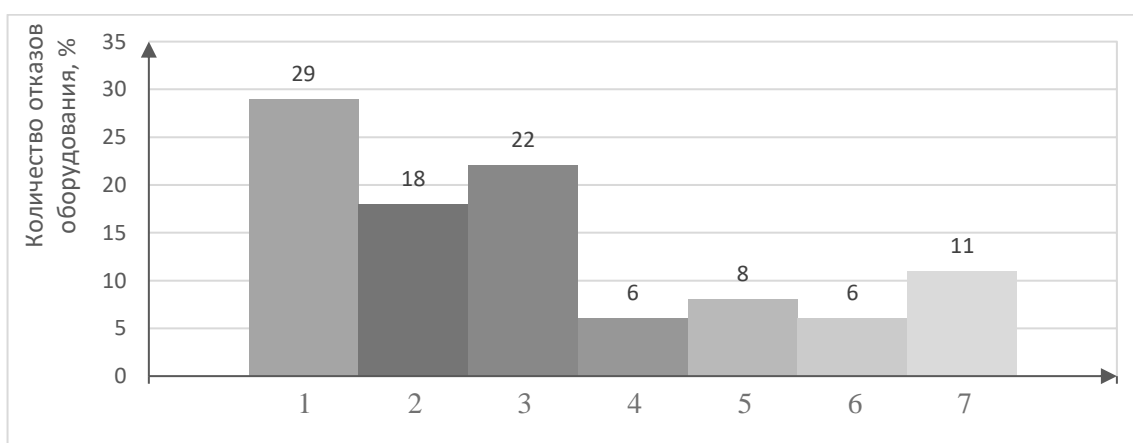


Рисунок 2.9 – Количество повреждений основных узлов силовых трансформаторов (1 – внутренние повреждения; 2 – вводы; 3 – устройства регулирования напряжения (РПН); 4 – система охлаждения; 5 – встроенные трансформаторы тока; 6 – газовая защита; 7 – уплотнения)

У емкостных преобразователей напряжения меньше всего поломок. Трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией были использованы на

подстанциях в относительно короткое время, т. е. их количество невелико по сравнению с общим количеством эксплуатируемых трансформаторов, поэтому данные об их текущем состоянии пока отсутствуют. Наибольшее количество отказов любого типа воздушного выключателя, например, Б. ВВБ, ВВМ, ВВ, возникает из-за утечек сжатого воздуха. Основные утечки воздуха — это стыки труб, резиновые и полиуретановые уплотнители, которые из-за низкого качества и длительного срока службы теряют свои упругие свойства.

Некоторые ошибки связаны с неисправностями приводных механизмов, в результате которых автоматический выключатель не выполняет никаких команд включения или выключения, или не включается и не выключается самопроизвольно. Основные причины - некачественный и своевременный ремонт, а также усталость и износ металлических деталей приводных механизмов, возникающие при длительной эксплуатации. Наиболее частой причиной поломки было несоблюдение приводных механизмов, как из-за несоблюдения надлежащего обслуживания, так и из-за усталости материала из-за длительного использования и многократного использования. Это почти всегда приводило к блокировке привода и включению, и выключению цепей управления электромагнитным горением [24].

Однако одним из важнейших требований к изоляционной бумажной массе является очень низкое содержание ионов основных и переходных металлов для обеспечения низкой проводимости, т. е., хорошие изоляционные свойства, а также удовлетворительные характеристики старения при повышенных температурах. Ионы переходных металлов более критичны, чем ионы металлов основной группы, поскольку они, как известно, вызывают окислительную дегградацию целлюлозы, катализируя образование гидроксильных радикалов, других активных форм кислорода и гидроксильных анионов в присутствии кислорода и воды. Несмотря на то, что инженеры делают все возможное, чтобы исключить из системы воду, кислород и ионы металлов, эти игроки всегда будут присутствовать в следах, готовых начать порочный круг дегградации бумаги.

2.6 Оценка надежности ПС 6–35 кВ Покачевского месторождения

Требования к оценке надежности. Под надежностью понимают свойство системы электроснабжения выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования.

Надежность системы электроснабжения определяется многими факторами, среди которых следует выделить такой фактор как повреждаемость системы электроснабжения и ее элементов. О надежности элемента(ов) можно судить по его показателям надежности. «Показателем надежности называется полная характеристика одного или нескольких единичных свойств, определяющих надежность объекта» [19]. Для невосстанавливаемых элементов (систем) основными показателями надежности являются показатели безотказности, долговечности и сохраняемости [21].

Величиной, характеризующей надежность элемента (системы) является

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	24

продолжительность безотказной работы (наработка до отказа) T_0 . Эта - случайная величина [24], так как отказ элемента (системы) может произойти в любой момент времени под воздействием случайных факторов. Вероятностные характеристики T_0 это и есть показатели безотказности невосстанавливаемых элементов (системы), особенность которых заключается в том, что они определяются на основании анализа работы некоторого множества однотипных элементов за определенный период наблюдений, а используются для определения показателя надежности одного элемента. То есть вероятностные характеристики оцениваются статистически [23].

Вероятностной характеристикой случайной величины служит закон распределения [30]. Все остальные характеристики получаются на основе закона распределения и характеризуют различные грани случайной величины с той или иной достоверностью, ясностью, удобством практического использования или восприятия.

Основным фактором, влияющим на степень резервирования, является удельный вес электроприемников различных категорий. Так как на подстанции преобладают нагрузки I и II категорий, то автоматическое резервирование необходимо предусмотреть, начиная с высших ступеней электроснабжения.

Методы оценки надежности. Динамические системы, такие как цифровые системы управления электростанциями, должны быть способны оцениваться на предмет их готовности с учетом эксплуатационного состояния компонентов, последовательности отказов оборудования, последовательности отказов программного обеспечения и последовательности ремонта.

Деревья неисправностей, используемые в настоящее время для вероятностной оценки рисков, не могут точно оценить доступность систем с динамическими характеристиками отказа/ремонта, поскольку они учитывают надежность конкретной или статической конфигурации работы системы [5].

Наличие динамической системы можно получить с помощью цепи Маркова. Однако, поскольку анализируемая система и модель оценки с использованием цепи Маркова имеют разную форму, легко допустить ошибки при моделировании. Если система становится больше или ее конфигурация усложняется, точное моделирование с использованием цепи Маркова становится очень трудным [16].

Поэтому точное моделирование с использованием цепи Маркова может занять много времени и ее нелегко проверить. Кроме того, в случае системы с утратой ее функции из-за определенной последовательности отказов компонентов невозможно выполнить расчет неготовности, отражающий восстановительные характеристики при изменении порядка ремонта в соответствии с условиями эксплуатации или ремонтной политикой электростанции.

Граф надежности с общими элементами (RGGG) — это инструмент, позволяющий легко и интуитивно моделировать систему с помощью функций графического моделирования и различных логических элементов для оценки надежности системы за короткий промежуток времени. Однако существующая RGGG имеет ограничение, заключающееся в том, что она не может быть использована для анализа надежности динамической системы с такими

характеристиками, как зависимость последовательности отказов.

В ответ на это был разработан динамический график надежности с общими воротами (DRGGG), который отражает механизм динамического отказа, чтобы обеспечить основу для анализа надежности динамических систем. DRGGG — это метод, который включает в себя различные динамические элементы для моделирования и количественной оценки системы, зависящей от последовательности отказов, с помощью метода дискретного времени [4], [5].

Данный метод достаточно универсальный, однако имеет свои недостатки: большое число испытаний сопровождается длительным временем проведения, проблема в оценке погрешностей [23]. Однако, в некоторых случаях при исследовании систем малой размерности метод вполне применим. При большой размерности системы использование метода возможно с применением суперкомпьютеров.

Методы анализа надежности технических систем, основанные на применении теорем теории вероятностей (Методы преобразования систем) [43]. Надежность СЭС зависит не только от надежности ее элементов, но и от способа их соединения.

Предполагается, что элементы могут находиться в двух состояниях: в состоянии нормальной работы и в состоянии отказа. Отказы элементов будем считать независимыми событиями, так как появление отказа одного элемента не зависит от появления отказа любого другого элемента.

В качестве примера была рассмотрена схему замещения системы, состоящей из последовательного соединения элементов (рисунок 2.10).

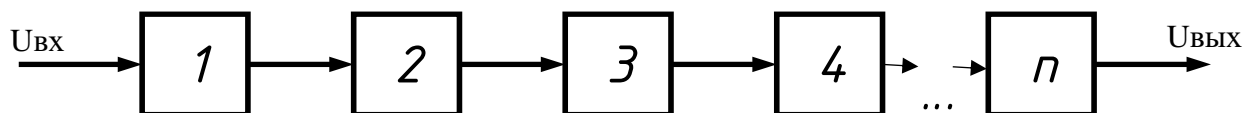


Рисунок 2.10 – Последовательное соединение элементов по надежности

Учитывая, что отказы независимы, воспользуемся формулой

$$P_{\Sigma}(T) = \prod_{i=1}^N P_i(T) = P_1(T) + P_2(T) + \dots + P_N(T), \quad (2.1)$$

где $P_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента;

n – количество элементов.

Для системы, состоящей из параллельно соединенных элементов, схема замещения которой представлена на рисунок 2.11.

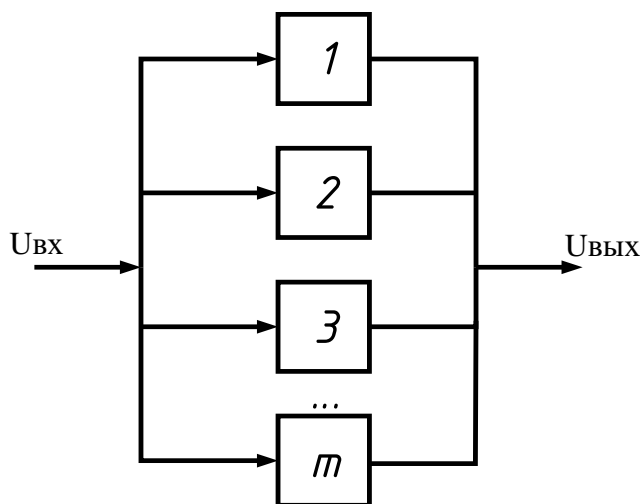


Рисунок 2.11 – Параллельное соединение элементов по надежности

Отказ системы означает то, что все элементы находятся в состоянии отказа, то есть

$$Q_{\Sigma}(T) = \prod_{i=1}^m Q_i(T) = Q_1(T) + Q_2(T) + \dots + Q_N(T), \quad (2.2)$$

где $Q_i(t)$ - вероятность отказа i -го элемента;

m - количество элементов включенных параллельно.

Для расширения DRGGG функция расчета доступности была встроена в элементы «priority» AND (PAND), SPARE и SEQ (SEQ) путем разработки улучшенного алгоритма создания комбинации отказов, который добавляет концепцию ремонта в DRGGG. С точки зрения общей применимости предложенного метода применение предложенного метода к статическому затвору, например И/ИЛИ, подтвердило, что этот новый метод дает тот же результат оценки надежности, что и существующий DRGGG. Кроме того, некоторые примеры моделирования подтвердили, что предложенный метод количественно оценивает доступность простой динамической системы.

Метод пространства состояний [43] "предусматривает перечисление состояний системы с последующим определением вероятности каждого из них".

Описание системы производится при помощи ее состояний с указанием возможных переходов из одного состояния в другое. Методы и инструменты, которые были разработаны для оценки надежности динамических систем, включают в себя цепи Маркова, динамические деревья неисправностей (DFS), динамические байесовские сети, динамические сети Петри, блок-схемы динамической надежности (RBDs), моделирование Монте-Карло и т. д.

Цепь Маркова, репрезентативный инструмент динамической оценки надежности, трудно моделировать при увеличении числа компонентов в системе. Число полных состояний, подлежащих моделированию, экспоненциально возрастает при увеличении числа компонентов [6].

Динамическое дерево неисправностей (DFT) имеет концепцию, которая расширяет текущее обычное дерево неисправностей, и оно должно быть связано с

другими методами вычислений, такими как цепочка Маркова или моделирование Монте-Карло для расчета надежности системы. На рис. 1 показано, что динамическое дерево неисправностей включает в себя интерфейс транслятора для связи с этими другими программами количественной оценки.

Динамическая байесовская сеть имеет множество узлов, классифицированных по оси времени. Инструмент RADYBAN позволяет пользователю нарисовать динамическое дерево неисправностей, которое преобразуется в соответствующую динамическую байесовскую сеть. Надежность количественно оценивается с помощью динамических байесовских алгоритмов вывода сетей [10]. Точность модели неизбежно снижается из-за предположения о дискретном времени при увеличении временного интервала [4], [5].

Обобщенные стохастические сети Петри (GSPN) — это инструмент анализа производительности, основанный на графическом представлении системы, а для оценки надежности системы был предложен метод преобразования DFT в GSPN [11]. В случае динамического моделирования с использованием сетей Петри для количественной оценки каждому состоянию в модели присваивается временная информация. В результате возникает проблема с увеличением числа состояний, поскольку в качестве инструмента количественной оценки требуется цепочка Маркова.

В случае блок-схемы динамической надежности (DRBD) сам процесс моделирования прост для динамической системы, такой как распределенная цифровая система, но он должен использоваться с моделированием Монте-Карло или цепью Маркова, которая является обычным вычислительным методом для расчета конечной надежности. Модель Маркова справедлива в случае постоянной интенсивности переходов между состояниями. "Интенсивность переходов можно полагать постоянной, если интервалы времени, прошедшего до всех событий, могущих вызвать изменения состояния системы, распределены по экспоненциальному закону" [21], удастся остаться в рамках этой модели, если ввести дополнительные переменные или дополнительные состояния, чтобы учесть неэкспоненциальное распределение интервалов времени, прошедшего до наступления события" [22].

Метод, основанный на анализе дерева отказов [19] заключается в систематическом анализе событий, которые при определенных условиях вызывают отказ системы. В результате анализа происходит построение дерева отказов (происшествий, аварий, нежелательных событий). Основной задачей метода является получение численного значения вероятности отказа системы, которое вычисляется по алгоритму, составленному на основе структуры логического дерева [43].

Метод, основанный на анализе дерева отказов, имеет ряд преимуществ и недостатков. Ценность метода состоит в следующем: имеется возможность выявлять слабые, ненадежные места системы; наглядность, четкость и простота формы графа; позволяет производить качественный или количественный анализ надежности сложных систем и др.

Недостатки заключаются в следующем: значительные затраты средств и

времени при использовании метода; проблема в учете состояния частичного отказа;

Таблично — логический метод расчета надежности. Суть данного метода заключается в выявлении событий, которые привели к отказу и состояний, связанных с неработоспособными состояниями других элементов. Применение специальных таблиц, позволяет производить упорядоченный перебор, благодаря чему возможен поиск интересующих событий и состояний. В таблице описываются виды отказов, и к каким авариям, в зависимости от режимов, они приводят. Таблица может принимать любую форму в зависимости от условия задачи. Строки отображают состояние отказа, столбцы — исходное состояние элемента. В случае, когда необходим учет наложения состояний и событий более, чем двойное, прибегают к составлению дополнительной таблицы [43]. Для всех аварий рассчитывается интенсивность возникновения и среднее время восстановления.

Недостаток метода заключается в том, что его использование в неформализованном виде удобно только для сравнительно небольших систем.

Оценка уровня надежности работы подстанции. Выше был проведен анализ повреждаемости оборудования подстанции, в ходе которого было установлено, что наибольшая вероятность отказа присуща коммутационным аппаратам, а также силовым трансформаторам. Используем рассмотренный метод, основанный на применении теорем теории вероятностей (Метод преобразования систем) для численной оценки показателей надежности рассматриваемой ПС.

Средние значения показателей надежности элементов подстанции ПС 35/6 кВ (потока отказов и среднего времени восстановления), полученные на основании статистических данных энергосистем [14], приведены в табл. 2.2

Таблица 2.2 – Показатели надежности оборудования ПС

№	Наименование оборудование	λ , год ⁻¹	$\bar{t}_в$, ч
1	Выключатель С-35М-630-10-Х1	0,2	9
2	Кабельная линия 35 кВ	0,023	12
3	Трансформатор ТМН-6300/35	0,042	100
4	Разъединитель РНД (3)-35/630 УХЛ1	0,022	10
5	Масляный выключатель ВММ-10-633-10-У2	0,017	27
6	Шинопровод, шины КРУ-6 кВ	0,03	7

Моделирование методом Монте-Карло (MCS) может быть использовано для оценки DFT без преобразования в цепочку Маркова [13]. Однако у MCS есть недостаток, заключающийся в том, что необходимо выполнять интенсивные вычисления, поскольку они решаются путем итерационных вычислений без аналитических объяснений. Поэтому, когда число узлов, включенных в модель, велико, возникает временная задержка от вычислительной нагрузки для получения значений с требуемой точностью.

С другой стороны, DRGGG, инструмент анализа надежности динамических систем, обеспечивает значение, близкое к решению проблемы надежности системы

за короткий промежуток времени. В отличие от обычных деревьев отказов, DRGGG может оценивать надежность с учетом характеристик динамических систем. Кроме того, интуитивное моделирование возможно при конфигурации, аналогичной конфигурации системы, без трудностей моделирования в цепочке Маркова. Однако в настоящее время DRGGG может оценивать надежность динамической системы, а также надежность и доступность статической системы, которую RGGG может вывести [4], [14], в то время как алгоритм количественной оценки доступности динамической системы еще не создан.

Сделаем предположение, позволяющее заменить ряд последовательных элементов на элемент, соответствующий данной серии. В случае наличия n элементов, которые имеют соответствующие параметры λ_i и \bar{t}_{Bi} эквивалентный элемент будет иметь параметры λ_{Σ} и $\bar{t}_{B\Sigma}$, которые можно будет определить по следующим выражениям [1]

$$\Lambda_{\Sigma} \approx \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (2.3)$$

$$t_{B\Sigma} \approx \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}. \quad (2.4)$$

Для определения параметра потока отказов в случае, если все n элементов соединены параллельно и взаимно резервируют друг друга, рассматривают столько слагаемых, сколько элементов в схеме [13]

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_j \cdot \bar{t}_{B,j}, \quad (2.5)$$

$$\bar{T}_{B,c} = \frac{k_{п,c}}{\lambda_c} = \frac{\prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{B,i}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \lambda_j \cdot \bar{t}_{B,j}}. \quad (2.6)$$

Если при этом все элементы обладают идентичными показателями надежности, то указанные выражения примут следующий вид

$$\lambda_c = n \cdot \lambda^n \cdot \bar{t}_B^{n-1}, \quad (2.7)$$

$$\bar{t}_{B,c} = \frac{\lambda^n \cdot \bar{t}_B^n}{n \cdot \lambda^n \cdot \bar{t}_B^{n-1}} = \frac{\bar{t}_B}{n}. \quad (2.8)$$

Рассматриваемая система ЭС может быть представлена в виде последовательного соединения подсистем 35 кВ и 6 кВ. Таким образом, в случае если система представляет собой последовательное соединение n элементов, система переходит в аварийный режим. Для стационарного состояния $t \rightarrow \infty$ коэффициент готовности будет [4]

$$K_r = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \frac{\bar{t}_{B,i}}{T} + 1}. \quad (2.9)$$

Коэффициент вынужденного простоя [11]

$$k_{\Pi} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \frac{\bar{t}_{B,i}}{T}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \frac{\bar{t}_{B,i}}{T} + 1}. \quad (2.10)$$

Вероятность безотказового и отказового состояния за время T

$$p_1 = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \frac{\bar{t}_{B,i}}{T}, \quad (2.11)$$

$$p_0 = 1 - \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \frac{\bar{t}_{B,i}}{T}. \quad (2.12)$$

Комбинация вероятности отказа в существующем DRGGG была создана в предположении, что узел не может быть восстановлен, если он выйдет из строя в какой-то момент, и может быть использован только для расчета надежности системы, будучи введенным в DRGGG. Эквивалентная схема схемы подстанции для расчета надежности представлена на рисунке 2.11.

Проведем расчеты по рассматриваемым моделям повреждения шин напряжением и 6 кВ. Расчеты выполняются с использованием рассмотренных моделей отказов для шин 6 кВ, то есть потребителей подстанции. Рассчитаем характеристики надежности системы. Для этого мы заменяем несколько последовательных элементов эквивалентным элементом.

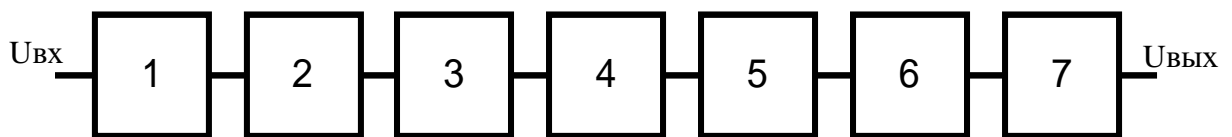


Рисунок 2.11 – Схема замещения элементов подстанции (1 – воздушная линия 35 кВ; 2 – шины 35 кВ; 3 – силовой трансформатор; 4 – токопровод ; 5 – разъединитель; 6 – вакуумный выключатель; 7 – шины КРУ-6 кВ)

Величина интенсивности отказов, а также время восстановления работоспособного состояния могут быть определены при помощи следующего выражения

$$\begin{aligned} \lambda_{\Sigma 1} &= \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = \\ &= 0,031 + 0,023 + 0,043 + 0,043 + 0,022 + 0,017 + 0,03 = 0,209 \text{ год}^{-1}, \end{aligned}$$

									Лист
									31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				

$$\bar{t}_{B,э1} = \frac{\lambda_1 \cdot \bar{t}_{B1} + \lambda_2 \cdot \bar{t}_{B2} + \lambda_3 \cdot \bar{t}_{B3} + \lambda_4 \cdot \bar{t}_{B4} + \lambda_5 \cdot \bar{t}_{B5} + \lambda_6 \cdot \bar{t}_{B6} + \lambda_7 \cdot \bar{t}_{B7}}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7} =$$

$$= \frac{0,031 \cdot 9 + 0,023 \cdot 12 + 0,042 \cdot 100 + 0,03 \cdot 7 + 0,022 \cdot 10 + 0,017 \cdot 27 + 0,03 \cdot 7}{0,209} =$$

$$= 41,49 \text{ ч.}$$

На основании результатов выполненных вычислений для эквивалентного элемента системы может быть найдена вероятность безотказной работы для всей системы. Известно, что данная система может быть представлена в виде одного элемента, эквивалентного исходным элементам ряда, который имеет следующие показатели надежности $\lambda_{э1}$, $\bar{t}_{B,э1}$. В соответствии с моделью отказов определим основные показатели безотказной работы схемы электроснабжения ПС Покачевского нефтяного месторождения.

Коэффициент готовности оборудования

$$k_{г} = \frac{1}{\lambda_{э1} \cdot \bar{t}_{B,э1} + 1} = \frac{1}{0,209 \cdot \frac{41,49}{8760} + 1} = 0,99901.$$

Коэффициент вынужденного простоя

$$k_{п} = \frac{\lambda_{э1} \cdot \bar{t}_{B,э1}}{\lambda_{э1} \cdot \bar{t}_{B,э1} + 1} = \frac{0,209 \cdot \frac{41,49}{8760}}{0,209 \cdot \frac{41,49}{8760} + 1} = 0,00098.$$

Вероятность безотказной работы в течение года

$$p_0(t) = 1 - \lambda_{э1} \cdot \frac{\bar{t}_{B,э1}}{T_{год}} = 1 - 0,209 \cdot \frac{41,49}{8760} = 1 - 0,000989 = 0,99901.$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{ср} = \frac{1}{\lambda_{э1}} = \frac{1}{0,209} = 4,76 \text{ лет.}$$

Оценка продолжительности работы электрооборудования в течение продолжительного времени может быть выполнена в соответствии с выражением $p_0(t) = e^{-\lambda_{э1} \cdot t}$ (рисунке 2.12).

Однако концепция доступности должна быть применена к цифровой системе с избыточностью, поскольку компонент может выйти из строя в каждом временном интервале и может быть немедленно восстановлен или может поддерживаться в отказавшем состоянии. То есть необходимо создать комбинацию отказов с учетом

как доступного случая, когда отказ компонента устраняется после того, как отказ произошел в определенный промежуток времени, так и недоступного случая, когда отказ не может быть восстановлен.

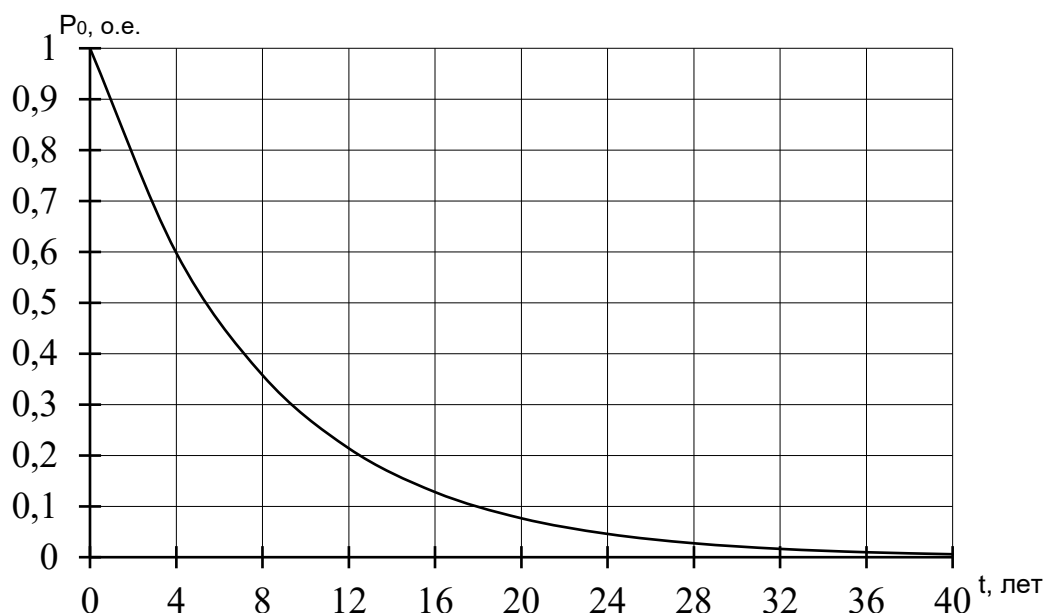


Рисунок 2.12 – Продолжительность работы электрооборудования в зависимости от времени

Предложенный метод позволяет рассчитать готовность с учетом ремонта динамической системы иначе, чем существующая ДРГГГ. Кроме того, предлагаемый метод выводит надежность динамической системы и доступность статической системы, как это делает существующая DRGGG. В заключение следует отметить, что предложенный метод имеет общую применимость для рассмотрения характеристик отказа или ремонта как динамических систем, так и статических систем.

Вывод по главе: в результате расчета надежности подстанции получены основные расчетные показатели, характеризующие надежность ПС и используемого на ней оборудования:

- величина интенсивности отказов $\lambda_{\varepsilon 1} = 0,209 \text{ год}^{-1}$; ;
- время восстановления работоспособного состояния $\bar{t}_{\varepsilon, \varepsilon 1} = 41,49 \text{ ч.}$;
- коэффициент готовности оборудования: $k_r = 0,99901.$;
- коэффициент вынужденного простоя: $k_{\text{п}} = 0,00098.$;
- вероятность безотказной работы в течение года: $p_0(t) = 0,99901.$;
- среднее время безотказной работы $T_{\text{ср}} = 4,76 \text{ лет.}$

Анализ этих показателей позволяет сделать вывод, что расчетный уровень надежности данной подстанции меньше среднего показателя по РФ.

При анализе статистических данных о распределении причин выхода из строя электрических устройств на подстанциях были выявлены наиболее типичные причины выхода из строя исследуемых устройств.

3 ФОРМИРОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ИССЛЕДУЕМОГО УЧАСТКА СЕТИ

3.1 Анализ схемы и параметров сети при существующей системе напряжений 35/6 кВ

Разработка, обобщённая структурной схемы ПС производится с целью обозначения границ объекта исследования и определения видов электроприёмников, а также для выявления возможности использования их в качестве регуляторов в установленных пределах варьирования конфигурации и протяжённости электрической сети. Выделим критерии, характерные для любой РС.

Разработку проекта по анализу надежности СЭ и разработке методов и средств ее повышения необходимо начинать с анализа однолинейной схемы главных электрических соединений подстанции. Разработка однолинейной схемы подстанции ведётся согласно [17].

Исследуемая сеть предназначена для электроснабжения нескольких заданных нагрузок, имеющих в своём составе потребителей как 3, так и 2 и 1 категорий по надежности электроснабжения, что требует использования схем с двумя источниками питания для каждого потребителя, либо применения параллельного резервирования элементов схемы. Именно схема ПС и структура распределительной сети в известной мере определяют надежность системы ЭС.

При выполнении анализа любой электроэнергетической системы необходимо учитывать вероятность возникновения в ней повреждений и ненормальных режимов работы. Наиболее опасными повреждениями являются короткие замыкания. Запас устойчивости системы при возникновении аварийных ситуаций как раз и определяет ее конечную надежность.

При выполнении проекта учитываются следующие требования:

- схема сети должны обеспечивать необходимый уровень надежности электроснабжения;
- устройство регулирования напряжения должно обеспечить поддержание необходимых уровней напряжений в режиме максимальных, минимальных нагрузок, а также послеаварийных режимах.

Распространенным является факт питания от единой шины ПС различных потребителей, как промышленных, так и бытовых. Исходя из вышесказанного, сформирована обобщённая схема участка РС, содержащая электрические сети, трансформаторы и приёмники.

Целесообразно руководствуемся типовыми проектами объектов электрификации. С учетом категории электроприемников и схемы подключения ПС к питающей ЛЭП используем схему для тупиковой ПС, согласно [34].

Схемы электрических соединений подстанций выбираются на основании требований к надежности, гибкости, экономичности и маневренности, с учетом развития. Схема показана на рисунке 3.1.

Основными промышленными электроприёмниками в РС ПС 35/6 кВ Покачевского месторождения, являются АД, мощность двигателей может

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

достигать 100 кВт и выше, разброс электроприёмников по характеру нагрузки на таких предприятиях значителен, что обуславливается разбросом промышленных и бытовых объектов и протяженностью жилищно-бытового сектора.

Главная схема подстанции должна [5]:

1. Обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным связям в нормальном и послеаварийном режимах;
3. Учитывать перспективу развития и допускать возможность дальнейшего расширения распределительных устройств всех напряжений;
3. Учитывать требования противоаварийной автоматики;
4. Схема должна быть по возможности простой, наглядной и экономичной; [31]

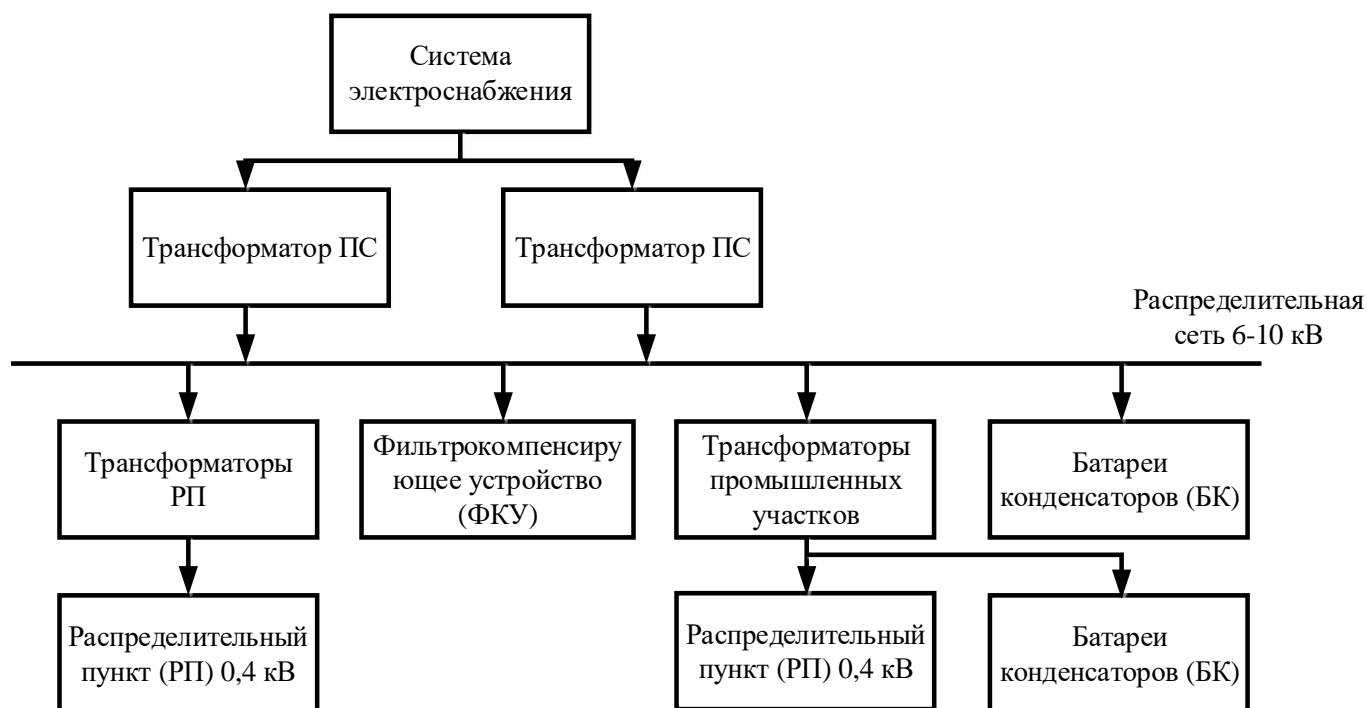


Рисунок 3.1 – Обобщённая схема участка распределительной сети Покачевского месторождения

На подстанции используется закрытое распределительное устройство на напряжении 35 кВ, а на напряжении 6 кВ закрытое распределительное устройство с КРУ.

В соответствии с техническим проектом на строительство принимаем схему РУ -35 кВ – одна рабочая система шин, секционированная устройством АВР. Шины РУ 35 кВ состоят из двух секций, разделенных выключателем МКП-35 с устройством АВР. К шинам 35 кВ через разъединители и выключатели подключены силовые трансформаторы 35/6 кВ, а также трансформаторы напряжения и разрядники. При возникновении аварийной ситуации или в случае прекращения питания происходит автоматический переход на рабочую линию.

По экономическим критериям применения эта схема требует всего три ячейки выключателей на четыре присоединения два (авто) трансформатора и две линии. Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений. Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети (Рисунок 3.2) [36].

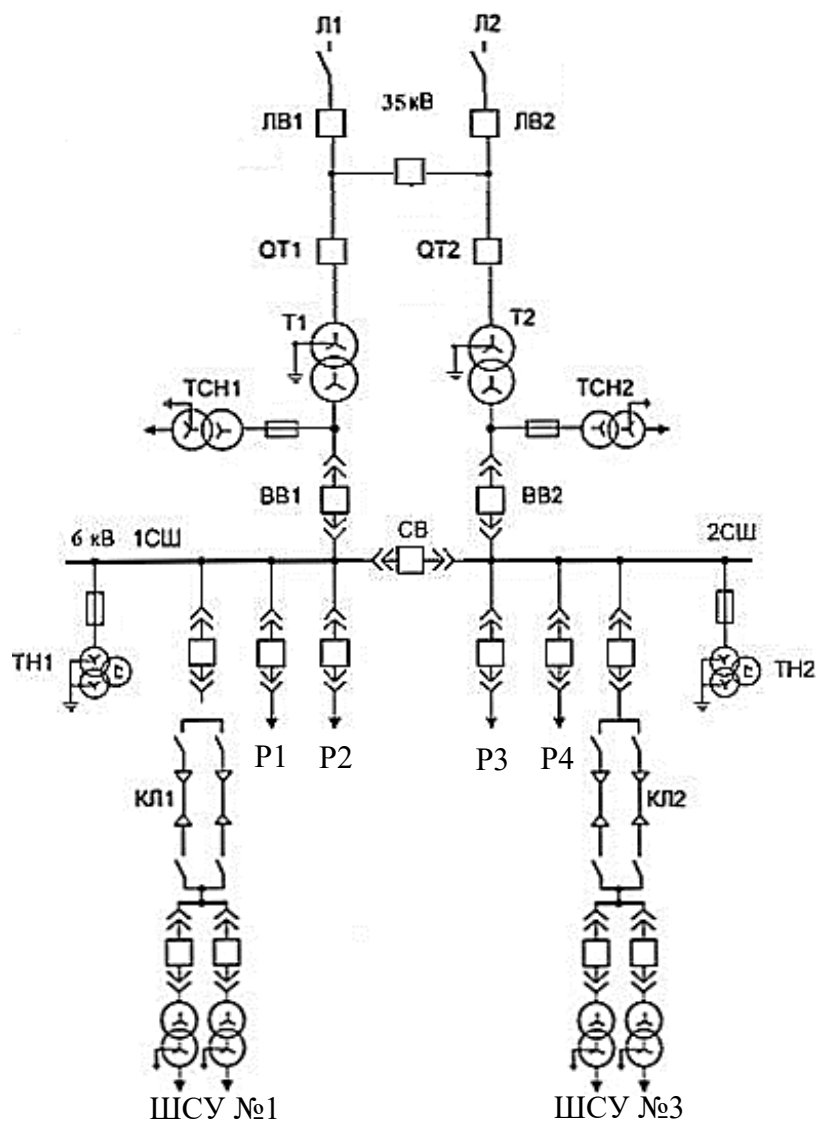


Рисунок 3.2 – Схема электроснабжения ПС

По своим критериям надежности при отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции.

По эксплуатационным критериям схема простая и наглядная. Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны. Как следствие минимизированы отказы по вине персонала.

А также при отключении одной из ВЛ такая схема позволяет оставить в работе оба трансформатора в автоматическом режиме (АВР трансформатора).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

На стороне 6 кВ принимаем аналогичную схему. Каждая секция получает питание от трансформатора 35/6 кВ через масляный выключатель

Эта схема позволяет обеспечить большую надежность электроснабжения потребителей, обеспечивает возможность проведения ремонтных работ. Также это связано с тем, что у подстанции имеется много различных потребителей 6 кВ, поэтому отдельные системы шин более предпочтительны [10].

3.2. Анализ параметров силовых трансформаторов

В связи с планируемым выбором коммутационного оборудования, необходимо выполнить проверку существующего оборудования на предмет обеспечения требований надежности при ЭС возросшей нагрузки. Снабжение потребителей электроэнергией производится от одного источника питания.

Согласно правилам проектирования СЭС при выборе мощности рабочих источников питания собственных нужд необходимо исходить из условия обеспечения питания всей присоединенной нагрузки без перегрузки отдельных обмоток трансформаторов [3].

Расчетная нагрузка секций 6 кВ определяется суммированием расчетных нагрузок групп потребителей, присоединенных к секциям.

На основании исходных данных по заданной активной мощности P_H и $\cos \phi$ определим полную и реактивную мощности нагрузок ПС. [25]

$$Q_H = P_H \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (3.1)$$

$$S_H = \frac{P_H}{\cos \phi}, \quad (3.2)$$

где P_H – номинальная активная мощность, кВт;
 $\cos \phi$ – коэффициент реактивной мощности;
 Q_H – реактивная мощность нагрузки, кВар.

Результаты расчета сведем в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сводная ведомость нагрузок ПС

Присоединение	P_H , кВт	$\cos \phi$	$\operatorname{tg} \phi$	$Q_{см}$, квар	$S_{см}$, кВ*А
ШСУ №1	943,37	0,9	0,48	456,89	1048,2
БКНС-3	1625,7	0,88	0,54	877,46	1847,4
ШСУ №3	842,12	0,84	0,65	543,96	1002,5
ИТМО	1724,9	0,78	0,80	1383,8	2211,4
ТП-№17-5	1673,4	0,86	0,59	992,92	1945,8
УРЭС, яч. 11, 14 и 20	925,9	0,89	0,51	474,35	1040,3
Куст № 5	1688,6	0,87	0,57	956,97	1940,9
Итого	9424	6,02	4,14	5682,3	11037

Таким образом, суммарная мощность нагрузки ПС, составляет 11037,2 кВА.

Определим мощность силового трансформатора на ПС. Номинальная нагрузка каждого трансформатора подстанции, как правило, вычисляется аварийным режимом работы подстанции: при установке трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из строя одного трансформатора другой оставался в работе и с допустимой аварийной перегрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей [5].

На рассматриваемой ПС установлены два двухобмоточных силовых трансформаторов. Номинальная мощность трансформатора вычисляется по выражению:

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{р.т}} = \frac{S_{\text{р.з}}}{n_{\text{т}} \times K_{\text{з.т}}}, \quad (3.3)$$

где $S_{\text{р.т}}$ – расчётная мощность трансформатора, кВА;

$S_{\text{р.з}}$ – полная расчётная мощность, кВА;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов на ПС, штук;

$K_{\text{з.т}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы ($K_{\text{з.т}} = 0,65 / 0,7$ при питании от ПС потребителей первой и второй категории)[4].

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{р.т}} = \frac{11037,2}{2 \times 0,7} = 7883,21 \text{ кВА.}$$

Таким образом, для данной ПС выбираем трансформаторы типа ТДН – 10000/35 номинальной мощностью $S_{\text{ном.т}} = 10000$ кВА. [24]

Трансформатор силовой, трехфазный, двухобмоточный, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН), с диапазоном регулирования $\pm 8 \times 1,5\%$ со стороны ВН. Автоматическое управление осуществляется от автоматического контроллера поставляемого вместе трансформатором. Применение трансформатора типа ТДН позволяет обеспечить потребителю надежное электроснабжение в течение всего срока эксплуатации.

Технические данные трансформатора приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.2 – Характеристики трансформатора ТДН-10000/35

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение обмоток, кВ		Потери мощности, кВт		$U_{\text{к}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
		ВН	НН	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт		
ТДН-10000/35	10000	36,75	6,3	9,0	60,0	8,0	0,75

В соответствие с ГОСТ 14209–97 определяются перегрузочные способности выбранного трансформатора. Допустимые систематические перегрузки не вызывают сокращения нормируемого срока службы трансформатора. Допустимые

аварийные перегрузки вызывают повышенный, по сравнению с нормальным, расчётный износ витковой изоляции. Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме

$$K_{з.т.н} = \frac{S_{р.з}}{n_T \cdot S_{ном.т}}, \quad (3.4)$$

$$K_{з.т.н} = \frac{11037,2}{2 \times 10000} = 0,55.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме:

$$K_{з.т.н} = \frac{11037,2}{(2 - 1) \cdot 10000} = 1,1.$$

По ГОСТ 14209–97 находим коэффициент допустимой аварийной перегрузки. При $K_1 = 0,55$; $K_2 = 1,1$; на срок времени до шести часов. Допустимый коэффициент перегрузки для данного трансформатора при температуре окружающей среды зимой ниже минус 20°C (что соответствует заданному климатическому району) и шесть часов равен $K_{2\text{доп}} = 1,4$. Поскольку $K_2 < K_{2\text{доп}}$, ($1,1 < 1,4$), то выбранный трансформатор проходит по перегрузочной способности. Окончательно принимаем силовые трансформаторы ТДН – 10000/35.

Выбранные трансформаторы должны быть проверены по возможности обеспечения пуска мощных электродвигателей 6 кВ (в том числе и при развороте станции с нуля) и само запуска всей нагрузки, подключенной к трансформаторам, при возможных перерывах питания. Результаты расчетов подтверждают выбранные параметры трансформаторов.

3.3 Выбор рационального напряжения сети

Для определения напряжения питающей линии можно использовать два способа:

А. Напряжения питающей линии можно определить по номограммам. Это график для приблизительного определения величины рационального напряжения электроснабжения промышленных предприятий в зависимости от передаваемой мощности S , длины питающих линий L , схемы питания, конструктивного выполнения линии и стоимости электрической энергии.

Выбираем по номограмме [7] напряжение питающей линии 35 кВ, а напряжение распределительной сети 6(10) кВ.

Б. Номинальное напряжение электропередачи можно предварительно оценить по известной передаваемой мощности I_i , МВт, и длине линии электропередач P_i , км, по эмпирическим выражениям:

по формуле Стилла, при условии $P_i \leq 60$ МВт, $l_i \leq 250$ км

$$U_{\text{ном.}i} = 4,34\sqrt{l_i + 16P_i}, \quad (3.5)$$

по формуле Залесского А.М., при условии $P_i > 60$ МВт, $l_i \leq 1000$ км

$$U_{\text{ном.}i} = \sqrt{P_i(100 + 15\sqrt{l_i})}, \quad (3.6)$$

по формуле Илларионова Г.А. (без ограничений)

$$U_{\text{ном.}i} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_i} + \frac{2500}{P_i}}}. \quad (3.7)$$

Эмпирическая формула зависимости напряжения от передаваемой мощности и протяженности линии [21]

$$U_{\text{рац}} = 16^4\sqrt{P_p l}. \quad (3.8)$$

Найденные по расчетным выражениям приближенные значения напряжений округляются до ближайшего номинального. Расчет ведем по эмпирической формуле (3.8).

Напряжение распределительных линий для проектируемого варианта принимаем 6 кВ. По приведенным выше формулам произведем оценку требуемого напряжения питающей линии.

Рациональное построение системы электроснабжения во многом зависит от правильного выбора напряжения системы питания. Под рациональным напряжением $U_{\text{рац}}$ понимается такое значение стандартного напряжения, при котором сооружение и эксплуатация СЭС имеют минимальное значение приведенных затрат.

В проектной практике обычно используют следующие выражения для определения приближенного значения рационального напряжения $U_{\text{рац}}$

$$U_{\text{рац}} = 16^4\sqrt{P_p l} = 16^4\sqrt{9,424 \cdot 2,24} = 31,27 \text{ кВ},$$

где P_p - значения расчетной нагрузки завода, МВт;

l - расстояние от подстанции энергосистемы до завода, км.

Так как в бакалаврской работе ТЭР не предусмотрен, то принимаем за рациональное напряжение ближайшее большее напряжение, т. е. 35 кВ.

3.4 Выбор сечения проводов линий электропередач

Напряжение 35 кВ поступает на РУ ПС завода по двухцепной воздушной линии электропередач от РУ узловой распределительной подстанции (УРП). Расстояние от ОРУ УРП до ПС 2,24 км.

Выбор сечения проводов ВЛ - 35 кВ питающей трансформаторы ГПП осуществляется по четырем критериям:

- по экономической плотности тока;
- по нагреву;
- по механической прочности;
- по условию короны.

1) Выбор провода ЛЭП 35 кВ по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3}, \quad (3.9)$$

где $I_{\text{норм}}$ - расчётный ток ВЛ в нормальном режиме, А;

J_3 - нормированная экономическая плотность тока, А/мм³.

$$I_{\text{норм}} = \frac{k_{3,\text{норм}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (3.10)$$

где $k_{3,\text{норм}} = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;
 $S_{\text{ном.т}} = 10000$ кВА - номинальная мощность трансформатора;

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 115,6.$$

Экономическая плотность тока зависит от годового числа часов использования максимума нагрузки предприятия - T_m и материала проводника.

Для алюминиевых проводов при $T_m = 3000/5000$ ч. $J_3 = 1,1$ А/мм²

$$F_3 = \frac{I_{\text{норм}}}{J_3} = \frac{115,6}{1,1} = 105,1 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС - 70/11 (Сечение $F = 70$ мм², диаметр провода $d = 11,4$ мм, длительно допустимый ток $I_{\text{д.д}} = 265$ А, удельные активное и индуктивное сопротивления $R_0 = 0,42$ Ом/км, $X_0 = 0,415$ Ом/км).

2) Выбор провода ЛЭП 35 кВ по нагреву

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{д.д.}}, \quad (3.11)$$

где I_{max} - расчётный ток ВЛ в послеаварийном режиме, А;

$I_{\text{д.д.}}$ - длительно допустимый ток ВЛ, А;

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$I_{\max} = \frac{I_{\text{п.ав}} \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (3.12)$$

$k_{\text{п.ав}}$ - допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном или ремонтном режимах;

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 231,2 \text{ А}.$$

Проверка условия

$$I_{\max} = 231,2 \text{ А} \leq I_{\text{д.д}} = 265 \text{ А}.$$

3) Выбор провода ЛЭП 35 кВ по условию механической прочности;

Проверку по механической прочности не проводим, так как, согласно ПУЭ, минимальное сечение провода для воздушных линий 110 кВ - 35 мм³.

4) Выбор провода ЛЭП 35 кВ по условию короны.

Проверку по условиям короны не производим, так как, согласно ПУЭ, для напряжения 35 кВ данную проверку можно не проводить.

Расчет линий распределительной сети. Основным расчетом при выборе проводников является расчет сети по нагреву. Сначала выбираем марку проводника. В зависимости от характеристики среды, его конфигурации и способа прокладки сети. Затем переходят к выбору сечения проводников по условию допустимых длительных токов. Для выбора сечения проводника по условию нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный максимальный I_p и допустимый $I_{\text{доп}}$ токи для проводника принятой марки и условий его прокладки.

По условию нагрева. Работа проводов и кабелей по условиям их нагрева считается допустимой, если при заданной величине тока температура проводника не превышает допустимого значения. При этом влияние оказывают условия его охлаждения, и, в частности, температура окружающей среды. Таким образом, условие проверки выбранного сечения по нагреву записывается следующим образом: при этом должно соблюдаться соотношение: $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}$

Допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$. В распределительных сетях по условиям регулирования напряжения величина допустимых потерь напряжения ΔU оказывается ограниченной. 3. По экономической плотности тока. Экономическое сечение жил кабелей определяется по формуле

$$S_3 = \frac{I_p}{j_3} \quad (3.13)$$

где I_p - ток линии в нормальном режиме наибольших нагрузок, обычно определяемый при номинальном напряжении, А;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ					42

j_3 - экономическая плотность тока, нормируемые значения которой для алюминиевых проводов (для европейской части России) приведены в [1]

Кабель проверяется по максимальному току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч}}^{\text{max}} \quad (3.14)$$

где $I_{\text{расч}}^{\text{max}}$ - максимальный ток нагрузки, А;

$$I^{\text{max}} = 1,2 \cdot I_{\text{ном}} \quad (3.15)$$

Выбор сечения питающих фидеров.

Определение расчётных токов. В соответствии со схемой электроснабжение объектов вахтового городка происходит по 10 распределительным линиям (фидерам).

Произведем расчет кабеля для первого фидера для ЩСУ №1

На первом участке ток определим по формуле

$$I_{p1} = \frac{P_{\text{расч}} \cdot 10^3}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi_{\text{рщ}}} = \frac{S_{\text{расч}} \cdot 10^3}{\sqrt{3}U_n} \quad (3.16)$$

Активная расчётная мощность суммы потребителей, запитываемых от фидера №1

$$P_{\text{расч}} = K_{\text{о.общ}} \cdot K_{\text{потерь}} \cdot \sum P_{\text{потр}} = 0,7 \cdot 1,05 \cdot 1132,08 = 832,1 \text{ кВт},$$

где $K_{\text{о.общ}} = 0,7$ – коэффициент одновременности работы потребителей;

$K_{\text{потерь}} = 1,05$ – коэффициент потерь;

$\sum P_{\text{потр}} = 1,2 \cdot 943,37 = 1132,08$ кВт – сумма потребляемых активных мощностей потребителей, запитываемых от данного фидера;

Реактивная расчётная мощность суммы потребителей, запитываемых от ЩСУ №1

$$Q_{\text{расч}} = K_{\text{о.общ}} \cdot \sum Q_{\text{потр}} = 0,7 \cdot 548,16 = 383,7 \text{ кВА},$$

Полная расчётная мощность суммы потребителей, запитываемых от ЩСУ №1

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2} = \sqrt{832,1^2 + 383,7^2} = 916,5 \text{ кВА}.$$

где $\sum Q_{\text{потр}} = 1,2 \cdot 456,8 = 548,16$ кВАр – сумма потребляемых реактивных мощностей потребителей, запитываемых от данного фидера;

$U_n = 380$ В – номинальное напряжение сети;

Коэффициент мощности РЩ1

$$\cos \varphi_{\text{рщ}} = \frac{P_{\text{расч}}}{S_{\text{расч}}} = \frac{832,1}{916,5} = 0,92.$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				43

$$I_p = \frac{832,1}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,92} = 98,2$$

На основании рассчитанных выше токов по таблицам допустимых нагрузок производится выбор кабелей.

С учётом прокладки и режима работы ток определим по формуле

$$I'_{p1} = \frac{I_{p1}}{(K_1 \cdot K_2 \cdot K_3)}, \quad (3.17)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий способ прокладки кабеля (учтён в таблице допустимых токовых нагрузок).

Способ прокладки кабеля: по кабельной эстакаде;

$K_2 = \sqrt{24/t_{\Sigma \text{раб}}}$ – коэффициент, учитывающий режим работы (в расчётах принимаем режим работы – длительный. Он принят на случай сравнительно долгого непрерывного режима работы электроприёмников);

K_3 – коэффициент, учитывающий тепловое состояние (при прокладке нескольких кабелей в параллели).

В системе, состоящей из шести или менее кабелей, ухудшение теплового состояния кабелей несущественно, даже если все кабели имеют длительную и непрерывную нагрузку, поэтому значение коэффициента K_3 принимается равным единице и в расчётах не учитывается ($K_3 = 1$ при $K_2 = 1$).

$$I'_{p1} = \frac{98,2}{1} = 98,2 \text{ А.}$$

Пользуясь таблицами допустимых токовых нагрузок, которые представлены в [11,41] выбираем самонесущий алюминиевый кабель марки СИП-3 3х50, рассчитанный на допустимую токовую нагрузку 245 А.

Проверка кабелей на потерю напряжения. Выбрав кабель по сечению и по марке, необходимо его проверить на потерю напряжения.

Напряжение на выводах приёмника электроэнергии всегда меньше напряжения на шинах РУ вследствие потерь напряжения в линии между РУ и приёмником. В линиях передачи переменного тока потеря напряжения численно равна арифметической разности модулей (т. е. полных значений) напряжений в начале и в конце линии, а падение напряжения определяется геометрической разностью напряжений в начале и в конце линии.

Сечения проводников должны удовлетворять условию: суммарная потеря напряжения по линии от источника питания к потребителю не должна превышать допустимой величины $\Delta U_{\text{доп}}$, которая принимается равной $\pm 10\%$. Суммарная потеря напряжения в процентах от номинального равна $\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_i$.

$$\Delta U = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_{\text{ном}}}, \quad (3.18)$$

где P_i – активная мощность, передаваемая по линии;
 Q_i – реактивная мощность, передаваемая по линии;
 R_i – активное сопротивление линии, Ом;
 X_i – индуктивное сопротивление линии, Ом.
 Потеря напряжения (%) определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot l \cdot \cos \varphi}{U_n \cdot \gamma \cdot s} \cdot 100\%, \quad (3.19)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчётный ток на заданном участке, А;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителя;
 $U_n = 380$ В – напряжение сети;
 s – сечение жилы кабеля, мм².

При использовании параллельно нескольких кабелей рассматривают их как один кабель с суммарным сечением.

l – длина кабеля на заданном участке, м;

$\gamma = 35,3 \frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$ – удельная проводимость алюминия;

Потеря напряжения на первом фидере ШСУ №1

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 98,2 \cdot 130 \cdot 0,98}{6,3 \cdot 35,3 \cdot 50} \cdot 100\% = 4,61\%.$$

Расчеты по остальным фидерам выполняются аналогично, сведем результаты вычислений в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Выбор кабелей и расчет потери напряжения

Наименование $P_{\text{уст}},$ кВт	$P_{\text{расч}},$ кВт	$P_{\text{расч}},$ кВт	$Q_{\text{уст}},$ кВт	$Q_{\text{расч}},$ кВт	$I_{\text{расч}},$ А	L, м	S, мм ²	$\Delta U, \%$
ШСУ №1	943,37	832,05	456,89	383,788	98,2	290	50	2,46
БКНС-3	1625,7	1433,87	877,46	737,066	143	275	95	2,96
ШСУ №3	842,12	742,75	543,96	456,926	74,1	224	95	1,25
ИТМО	1724,9	1521,36	1383,8	1162,39	152	402	95	4,59
ТП-№17-5	1673,4	1475,94	992,92	834,053	147	392	120	3,44
УРЭС, яч. 11, 14 и 20	925,9	816,64	474,35	398,454	81,4	332	95	2,04
Куст № 5	1688,6	1489,35	956,97	803,855	149	230	95	2,57

3.5 Разработка схемы замещения для расчета ТКЗ и определение её параметров

Нормальный и послеаварийный режим работы. Основными этапами расчета и анализа режимов являются следующие:

- составление схемы замещения и расчет ее параметров;

- расчет установившихся режимов в нормальных и послеаварийных режимах;
- анализ уровней напряжений в узлах сети и выбор средств регулирования напряжения (выбор рациональных отпаек на трансформаторах, батарей конденсаторов) с целью соблюдения требований ГОСТ 32144–2013.

Согласно ГОСТ Р 54129–2010 на качество электроэнергии допустимые отклонения номинального (согласованного) напряжения в точке передачи электрической энергии составляют 10%.

В проектируемой электрической сети предусмотрены средства регулирования напряжения. На электростанции может быть изменен $\cos\varphi$, т. е. изменена выдача реактивной мощности при выдаче номинальной активной. На шинах среднего напряжения автотрансформатора связи напряжение может регулироваться в диапазоне (+6, -6) % от заданного. Регулирование напряжения на подстанции может быть выполнено с помощью РПН на трансформаторах, позволяющих менять коэффициент трансформации под нагрузкой.

Составление схемы замещения и определение её параметров.

Для выбора электроаппаратуры и оборудования подстанции необходимо определить требования к ним по действию токов короткого замыкания. Токи КЗ проектируемой установки определяются в нескольких узловых точках.

Для проверки аппаратов и проводников следует определить в рассматриваемом присоединении действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент $I_{по}$ и ударный ток $i_{уд}$. Для выбора выключателя по отключающей способности требуется вычислить периодическую I_n и апериодическую I_a составляющие тока КЗ к моменту времени размыкания дугогасительных контактов выключателя [48].

Токи КЗ проектируемой установки определяются в нескольких узловых точках [3]. На подстанции с трансформаторами рассчитываются токи трехфазного КЗ на выводе силового трансформатора низшего напряжений (точка К2).

Схема замещения подстанции.

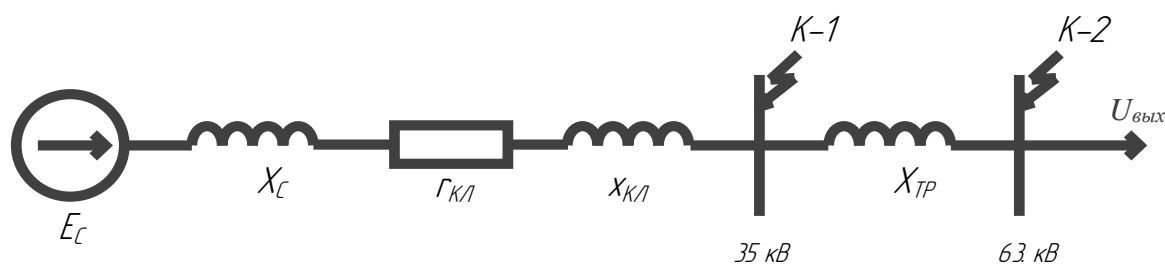


Рисунок 3.3 – схема замещения системы электроснабжения.

Выбираем за базовую ступень высшего напряжения 35 кВ.

Сопротивления системы

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_{K3}}, \quad (3.20)$$

где $U_C = 35$ кВ – напряжение на шинах системы;

$S_{K3} = 118$ МВА – мощность КЗ системы, на основании исходных данных;

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				

$$X_C = \frac{35^2}{118} = 10,348 \text{ Ом.}$$

Вычисление относительных индуктивных и активных сопротивлений энергосистемы

$$x_{BC} = \frac{S_B}{S_{K3}}, \quad (3.21)$$

$$r_{BC} = \frac{x_{BC}}{50}, \quad (3.22)$$

где $S_B = 150 \text{ МВА}$ – базисная мощность системы.

$$x_{BC} = \frac{150}{118} = 1,27,$$

$$r_{BC} = \frac{1,27}{50} = 0,023.$$

Вычисление относительных индуктивных и активных сопротивлений линий электроснабжения

$$x_{Bw} = x_o \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_C^2}, \quad (3.23)$$

$$r_{Bw} = r_o \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_C^2}, \quad (3.24)$$

где $x_o = 0,414 \text{ Ом/км}$ – индуктивное сопротивление ВЛ;

$r_o = 0,42 \text{ Ом/км}$ – активное сопротивление ВЛ;

l – длина линий электроснабжения, км.

$$x_{Bw} = 0,414 \cdot 2,4 \cdot \frac{150}{35^2} = 0,11,$$

$$r_{Bw} = 0,42 \cdot 2,24 \cdot \frac{150}{35^2} = 0,115.$$

Вычисление относительного активного и реактивного сопротивления до точки К1

$$x_{BK1} = x_{Bw} + x_{BC}, \quad (3.25)$$

$$r_{BK1} = r_{Bw} + r_{BC}, \quad (3.26)$$

$$x_{BK1} = 1,17 + 0,11 = 1,28 \text{ Ом,}$$

$$r_{BK1} = 0,023 + 0,115 = 0,138 \text{ Ом.}$$

Вычисление относительного активного и реактивного сопротивления до точки К2

$$X_{BK2} = X_{C3} + X_T, \quad (3.27)$$

$$r_{BK2} = r_{C3} + r_T, \quad (3.28)$$

$$X_{BK2} = 1 + 10,8 = 11,8 \text{ Ом},$$

$$r_{BK2} = 0,04 + 0,81 = 0,85 \text{ Ом}.$$

Находим сопротивление трансформатора в среднем положении РПН по формуле

$$X_{TR.CP} = \frac{U_{K3,\%} \cdot U_{BH.CP}^2}{100 \cdot S_{TR.HOM}}, \quad (3.29)$$

где $U_{K3,\%}$ – напряжение короткого замыкания, паспортные данные трансформатора;

$U_{BH.CP}$ – среднее напряжение, приведенное к стороне высокого напряжения. $U_{BH.CP} = 35 \text{ кВ}$;

$S_{TR.HOM}$ – номинальная мощность трансформатора;

$$X_{TR.CP} = \frac{8 \cdot 35^2}{100 \cdot 10} = 9,8 \text{ Ом}.$$

Далее аналогично находим значения сопротивления для минимального и максимального положения РПН.

$$X_{TR.MIN} = \frac{U_{K3,\%} \cdot U_{BH.MIN}^2}{100 \cdot S_{TR.HOM}}, \quad (3.30)$$

$$X_{TR.MAKC} = \frac{U_{K3,\%} \cdot U_{BH.MAKC}^2}{100 \cdot S_{TR.HOM}}, \quad (3.31)$$

где $U_{BH.MIN}$, $U_{BH.MAKC}$ – напряжение трансформатора при минимальном и максимальном положении РПН, соответственно;

$$U_{BH.} = U_{BH.CP} \cdot (1 \pm \Delta U_{РПН}), \quad (3.32)$$

$$U_{BH.MIN} = U_{BH.CP} \cdot (1 - \Delta U_{РПН}) = 35 \cdot (1 - 0,08) = 31,72 \text{ кВ},$$

$$U_{BH.MAKC} = U_{BH.CP} \cdot (1 + \Delta U_{РПН}) = 35 \cdot (1 + 0,08) = 42,3 \text{ кВ}.$$

Однако по требованиям ПУЭ [33], максимальное значение напряжения на линиях 35 кВ не должно превышать 40 кВ. Окончательно выбираем

$$U_{BH.MAKC} = 40 \text{ кВ},$$

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				

$$X_{\text{ТР.МИН}} = \frac{8,0 \cdot 31,72^2}{100 \cdot 10} = 8,04 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{ТР.МАКС}} = \frac{8,0 \cdot 40^2}{100 \cdot 10} = 12,8 \text{ Ом}$$

3.6 Определение токов короткого замыкания на шинах трансформаторной подстанции

Вычисление токов трехфазного КЗ в точке К1.

Вычисление производим по формуле

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{С}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{С}}}, \quad (3.33)$$

$$I_{\text{К1}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 10,348} = 1,95 \text{ кА}.$$

Вычисление токов трехфазного КЗ в точке К2.

Находим токи, приведенные к высокой стороне для минимального и максимального положения устройства РПН. Вычисление аналогично вычисление КЗ в точке К1.

$$I_{\text{К2.ВН.МИН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{С}}}{\sqrt{3} \times (X_{\text{С}} + X_{\text{ТР.МАКС}})}, \quad (3.34)$$

$$I_{\text{К2.ВН.МАКС}}^{(3)} = \frac{U_{\text{С}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{С}} + X_{\text{ТР.МИН}})}, \quad (3.35)$$

$$I_{\text{К2.ВН.МИН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot (10,348 + 12,8)} = 0,87 \text{ кА},$$

$$I_{\text{К2.ВН.МАКС}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot (10,348 + 8,04)} = 1,1 \text{ кА}.$$

Приводим токи КЗ к стороне низкого напряжения.

$$I_{\text{К2.НН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{К2.ВН}}^{(3)} \cdot U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \quad (3.36)$$

$$I_{\text{К2.НН.МИН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{К2.ВН.МИН}}^{(3)} \cdot U_{\text{ВН.МАКС}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{0,87 \cdot 40}{6,3} = 5,52 \text{ кА},$$

$$I_{\text{К2.НН.МАКС}}^{(3)} = \frac{I_{\text{К2.ВН.МАКС}}^{(3)} \cdot U_{\text{ВН.МИН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{1,1 \cdot 31,72}{6,3} = 5,53 \text{ кА}.$$

Результаты вычисления токов трехфазных КЗ в точках К1 и К2 сведены в таблицу 3.3.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ					49

Таблица 3.3 - Токи трехфазных КЗ

	К1, кА		К2, кА	
	Мин	Макс	Мин	Макс
ВН	1,95	1,95	0,87	1,1
НН	-	-	5,52	5,53

Вычисление токов двухфазного КЗ.

Вычисления ведем по формуле

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}}{2}, \quad (3.37)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,95}{2} = 1,68 \text{ кА},$$

$$I_{K2.ВН.МИН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,87}{2} = 0,752 \text{ кА},$$

$$I_{K2.ВН.МАКС}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1}{2} = 0,95 \text{ кА}.$$

Приводим токи двухфазных КЗ к стороне низкого напряжения по формуле 3.38–3.39.

$$I_{K2.НН.МИН}^{(2)} = \frac{I_{K2.ВН.МИН}^{(2)} \cdot U_{ВН.МАКС}}{U_{НН}}, \quad (3.38)$$

$$I_{K2.НН.МАКС}^{(2)} = \frac{I_{K2.ВН.МАКС}^{(2)} \cdot U_{ВН.МИН}}{U_{НН}}, \quad (3.39)$$

$$I_{K2.НН.МИН}^{(2)} = \frac{0,752 \cdot 40}{6,3} = 4,77 \text{ кА},$$

$$I_{K2.НН.МАКС}^{(2)} = \frac{0,95 \cdot 31,72}{6,3} = 4,78 \text{ кА}.$$

Результаты вычисления токов двухфазных КЗ в точках К1 и К2 сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Токи двухфазных КЗ

	К1, кА		К2, кА	
	Мин	Макс	Мин	Макс
ВН	1,68	1,68	0,752	0,95
НН	-	-	4,77	4,78

Вычисление ударных токов. Ударный ток КЗ требуется для выбора электроаппаратуры по динамической стойкости.

Определяется по формуле

$$i_y = \sqrt{2} \times K_y \times I^{(3)}, \quad (3.40)$$

где K_y - ударный коэффициент, определяется по формуле (3.41)

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (3.41)$$

где T_a - время затухания аperiodической составляющей тока КЗ, для 35 кВ.

$$T_a = \frac{x}{\omega r} = \frac{1,93}{314 \times 0,373} = 0,016 \text{ с,}$$

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,016}} \right) = 1,58,$$

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,057}} \right) = 1,84,$$

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \times K_y \times I_{K1}^{(3)}, \quad (3.42)$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \times K_y \times I_{K2.HH.MAKC}^{(3)}, \quad (3.42)$$

$$i_{y.K1} = \sqrt{2} \times 1,58 \times 1,68 = 3,83 \text{ кА,}$$

$$i_{y.K2} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 5,53 = 14,65 \text{ кА.}$$

Вывод по главе: в главе произведен выбор силовых трансформаторов, кабельной продукции и на основании полученных данных выполнен расчет токов короткого замыкания. Расчет проведен для двух точек – К1 и КЗ.

В качестве силовых трансформаторов после проверки выбраны трансформаторы ТДН – 10000/35. Результаты выполненного расчета необходимы для корректного выбора коммутационной аппаратуры на ПС. Для распределительной сети выбран самонесущий изолированный провод.

4 ПРОВЕРКА СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ

Выбор коммутационной аппаратуры. Аperiodическая составляющая в отключаемом токе рассчитывается по формуле

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_A}} \cdot I_{к.вн}, \quad (4.1)$$

где t - время до расхождения контактов выключателя;
Тепловой импульс квадратичного тока рассчитывается по формуле:

$$W_k = I_{н.т.}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (4.2)$$

где $t_{откл}$ - время отключения КЗ, складывается из

$$t_{откл} = t_{зм} + t_{пол}, \quad (4.3)$$

где $t_{пол}$ - полное время отключения выключателя;

Проверка выключателей 35 кВ. Проверяем вакуумные выключатели ВБЭС-35 31,5/630–1000 [5].

К преимуществам вакуумных выключателей относятся:

- высокая готовность, которая обеспечивается отсутствием или уменьшением количества требуемых традиционных разъединителей, быстрой, легкой заменой выключателей, возможностью мониторинга;
- низкая стоимость обслуживания, которая обеспечивается планированием обслуживания через дополнительные мониторинг и самодиагностику, не требующими обслуживания неподвижными контактами;
- уменьшение площади под ОРУ требуемого объема в результате отсутствия или уменьшения количества требуемых традиционных разъединителей, компактной конструкцией, включающей в себя встроенные измерительные трансформаторы;
- повышение уровня безопасности из-за уменьшения объема работ по обслуживанию распределительных устройств;
- сокращение времени монтажа обеспечивается предварительной сборкой и предварительными испытаниями на заводе-изготовителе, уменьшением объема строительно-монтажных работ и затрачиваемых материалов.

По формуле (4.1) находим аperiodическую составляющую

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,055}{0,02}} \cdot 1,98 = 0,58 \text{ кА.}$$

По формулам (4.2–4.3) находим тепловой импульс.

$$t_{откл} = t_{зм} + t_{пол} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ сек,}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	52

$$B_K = 1,98^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 4,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек.}$$

Максимально возможный ток выключателей и разъединителей

$$I_{\text{НОМ}}^{(10)} = \frac{S_t}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot k, \quad (4.4)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{(10)} = \frac{10000 \times 1.5}{\sqrt{3} \times 35} = 247,7 \text{ А.}$$

Сведем вычисленные данные для проверки выключателей в таблицу 4.1

Таблица 4.1 - Условия проверки выключателей 35 кВ

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{ФОРС}} \leq I_{\text{НОМ}}$	247,7 А	630 А
$I_y \leq i_{\text{СКВ}}$	3,83 кА	31,5 кА
$I_{\text{Нт}} \leq I_{\text{Н.ОТКЛ}}$	1,98 кА	31,5 кА
$I_{\text{Ат}} \leq I_{\text{А.ОТКЛ}}$	0,87 кА	22,672 кА
$B_K \leq I_{\text{Терм}}^2 \cdot t_{\text{Терм}}$	4,2 кА ² с	4800 кА ² с

Проверка разъединителей 35 кВ. Проверяем разъединители РГПЗ-СЭЩ-2-35/1250 УХЛ1. Для разъединителей условия отключения по току не проверяется [15].

Таблица 4.2 - Условия проверки разъединителей 35 кВ.

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{ФОРС}} \leq I_{\text{НОМ}}$	247,7 А	1250 А
$I_y \leq i_{\text{СКВ}}$	3,83 кА	80 кА
$B_K \leq I_{\text{Терм}}^2 \cdot t_{\text{Терм}}$	4,2 кА ² с	$31,5^2 \cdot 4 = 2976,7 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Проверка выключателей 6,3 кВ. Проверка выполняется аналогично проверка выключателей 35 кВ. Проверяем выключатель ВВЭ-СМ-10-40/1600 ХЛ1 на вводах и секционных ячейках, а также ВВУ-СЭЩ-Э-10 У2-1000 ХЛ1 на отходящих присоединениях [43].

Предельный ток на вторичной обмотке трансформатора

$$I_{\text{НОМ}}^{(10)} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ}}} \times k, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{НОМ}}^{(10)} = \frac{10000 \times 1.5}{\sqrt{3} \times 6,3} = 1376,2 \text{ А,}$$

где $k = 1,5$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора
 Предельный вычисленный ток на сборных шинах 6,3 кВ

$$I_{M.Pa6.CB}^{(10)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 917,5 \text{ A.}$$

По формуле (4.1) находим апериодическую составляющую

$$I_{At} = \sqrt{2} \times e^{-\frac{0,05}{0,02}} \times 5,53 = 1,48 \text{ кА.}$$

По формулам (4.2–4.3) находим тепловой импульс

$$t_{OTKL} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ сек,}$$

$$B_K = 5,53^2 \times (0,15 + 0,02) = 5,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{сек.}$$

Условия проверки выключателей сведены в таблицы 4.3, 4.4.

Таблица 4.3 - Условия проверки выключателей 6,3 кВ на вводах и секционных ячейках

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	6,3 кВ	10 кВ
$I_{форс} \leq I_{ном}$	1376,2 А	1600 А
$I_y \leq i_{СКВ}$	14,65 кА	20 кА
$I_{нт} \leq I_{н.откл}$	5,53 кА	52 кА
$I_{At} \leq I_{A.откл}$	1,48 кА	20 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	5,19 кА ² с	1200 кА ² с

Таблица 4.4 - Условия проверки выключателей 6,3 кВ на отходящих присоединениях

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	6,3 кВ	10 кВ
$I_{форс} \leq I_{ном}$	1376,2 А	1600 А
$I_y \leq i_{СКВ}$	14,65 кА	20 кА
$I_{нт} \leq I_{н.откл}$	5,53 кА	52 кА
$I_{At} \leq I_{A.откл}$	1,48 кА	20 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	5,19 кА ² с	1200 кА ² с

Проверка КРУ - 6,3 кВ. Проверяем КРУ 6 кВ серии «Омега» с вакуумными выключателями и трансформаторами тока типа ТШЛ-10.

Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-6(10),20-Э2 «Омега» предназначены для комплектования распределительных устройств (РУ) напряжением 6, 10 или 20 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, в сетях

с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор или резистор с нейтралью. В камерах КСО-6(10),20-Э2 установлены вакуумные выключатели ВВЭ-СМ-10-40/630 ХЛ1, которые были проверены по условиям отключения выше.

Проверка измерительных трансформаторов тока. Проверка трансформаторов тока на стороне 35 кВ.

Проверяем предварительно трансформаторы типа ТРГ-35 УХЛ1 в классе точности 0,4. Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Данные трансформатора тока ТРГ-35 УХЛ1

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	35 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	42 кВ
Коэффициент трансформации, $I_{1Н}/ I_{2Н}$	100/5
Ток электродинамической стойкости	63–126 кА
Допустимый тепловой импульс	1200 кА ² с
Класс точности	0,5

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформаторов тока

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2}, \quad (4.6)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов

$$r_{\text{ПРОВ}} = Z_{2НОМ} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (4.7)$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 1 - 0,04 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом,}$$

Тогда сечение проводов определяется

$$q = \frac{r \cdot I_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}}, \quad (4.8)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 75}{0,86} = 2,47 \text{ мм}^2.$$

где $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ - удельное сопротивление алюминия;

$I_{\text{расч}} = 75 \text{ м}$ - длина кабеля от трансформаторов тока до ОПУ, согласно генплану.

Условия проверки трансформаторов сведены в таблицу 4.6–4.7.

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				

Таблица 4.6 - Условия проверки трансформаторов тока 35 кВ

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{НОМ}$	35 кВ	35 кВ
$I_{НР} \leq I_{НОМ}$	247,7 А	400 А
$I_v \leq i_{СКВ}$	3,83 кА	20 кА
$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$	4,2 кА ² с	1200 кА ² с
$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$	0,67 Ом	1 Ом

Таблица 4.7 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Мощность S _Н
Ваттметр Ц301/1	0,5 ВА
Счетчик активной энергии ЦЭ-6805В	0,2 ВА
Счетчик реактивной энергии ЦЭ- 6811	0,3 ВА
Итого, S _{ПРИБ}	1ВА

Проверка трансформаторов тока на стороне 6,3 кВ. Проверка выполняется аналогично проверка трансформаторов тока на стороне 35 кВ. Проверяем предварительно трансформаторы типа ТЛМ-6 1500/5 в классе точности 0,4. Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Данные трансформатора тока ТЛМ-6.3

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	6,3 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	7,2 кВ
Коэффициент трансформации, I _{1Н} / I _{2Н}	1500/5
Ток электродинамической стойкости	125 кА
Допустимый тепловой импульс	2028 кА ² с
Класс точности	0,5

Проверяем вычисленное сечение соединительного кабеля по формулам (4.6–4.8)

$$r_{ПРИБ} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом},$$

$$r_{ПРОВ} = 1 - 0,1 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

В качестве материала соединительных проводов проверяем алюминий.

$$q = \frac{0,0283 \cdot 35}{0,8} = 1,24 \text{ мм}^2.$$

где I_{РАСЧ} = 35 м - длина кабеля от трансформаторов тока до ОПУ, согласно генплану;

Далее проверяем выбранное стандартное сечение по формулам (4.6–4.8)

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 35}{4} = 0,247 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление нагрузки трансформаторов

$$Z_2 = 0,1 + 0,247 + 0,1 = 0,447 \text{ Ом.}$$

Проверяем окончательно трансформаторы тока типа ТЛМ-6[6]. Аналогично предыдущим проверяем трансформаторы тока для отходящих кабельных линий.

Перечень приборов, подключенных к вторичной обмотке данного трансформатора тока сведен в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Мощность S_H
Амперметр 3А-0702	2 ВА
Счетчик активной энергии ЦЭ-6805В	0,2 ВА
Счетчик реактивной энергии ЦЭ- 6811	0,3 ВА
Итого, $S_{\text{ПРИБ}}$	2,5 ВА

Условия проверки трансформаторов сведены в таблицу 4.10. Вычисление токов произведено по (4.5)

Таблица 4.10 - Условия проверки трансформаторов тока 6,3 кВ

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}}$	6,3 кВ	6,3 кВ
$I_{\text{НР}} \leq I_{\text{НОМ}}$	1376, 2 А	1500 А
$I_y \leq i_{\text{СКВ}}$	14,65 кА	33 кА
$B_K \leq I_{\text{Терм}}^2 \cdot t_{\text{Терм}}$	5,19 кА ² с	1200 кА ² с
$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$	0,447 Ом	1 Ом

Проверка трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжений выбираются по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности. Они устанавливаются на каждой секции сборных шин.

Условие проверки трансформатора напряжения

$$Z_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (4.9)$$

где $S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, подключенных к трансформатору;

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность;

$$Z_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{ПРИБ}}^2 + Q_{\text{ПРИБ}}^2}, \quad (4.10)$$

Проверка трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ. Требуется два трансформатора напряжения, по одному на каждую секцию шин 35 кВ. Приборы, подключенные к вторичным обмоткам трансформатора напряжения перечислены в таблице 4.11

Таблица 4.11 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование	Мощность, ВА	Число приборов
Вольтметр Э-335	4	1
Ваттметр Д-355	3	2
Ваттметр Д-355	3	2
Итого, суммарная мощность		16 ВА

По формуле (4.10) находим $S_{2\Sigma} : S_{2\Sigma} = 16 \text{ ВА}$

Проверяем для напряжения 35 кВ трансформатор напряжения типа НДКМ-35 УХЛ1[10] в классе точности 0,4. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Данные трансформатора напряжения НКФ-35-83ХЛ1

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	635 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2\Sigma}$	16 ВА	100 ВА
Класс точности	0,5	0,5

Проверка трансформаторов напряжения на стороне 6,3 кВ. Приборы, подключенные к вторичным обмоткам трансформатора перечислены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование	Кол-во	Мощность S_H
Вольтметр показательный Э-335	1	2 ВА
Вольтметр регистрирующий Н-344	1	10 ВА
Частотометр Э-372	1	3 ВА
Ваттметр Ц-301/1	1	6 ВА
Варметр Ц-301/1	1	6 ВА
Счетчик активной энергии ЦЭ-6805В	11	1 ВА
Счетчик реактивной энергии ЦЭ- 6811	11	2 ВА
Итого, суммарная мощность		60 ВА

Таблица 4.14 – Данные трансформатора напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2

Условие	Расчетные данные	Паспортные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{2\Sigma}$	60 ВА	120 ВА
Класс точности	0,5	0,5

Вывод по главе: на основании ранее выполненных расчетов токов КЗ и параметров работы системы ЭС было выбрано силовое высоковольтное оборудование. В качестве выключателей на стороне 35 кВ были выбраны вакуумные выключатели ВБЭС-35-31,5/630-1000. Для коммутации на низкой стороне и напряжении 6 кВ были использованы выключатели ВВЭ-СМ-10-40/1600 ХЛ1 на вводах и секционных ячейках, а также ВВУ-СЭЩ-Э-10 У2-1000.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

5 АВТОМАТИЗАЦИЯ И РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПС-35/6КВ "КНС-3" ПОКАЧЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ООО «Релематика» - одна из немногих российских компаний, способных выполнить полный спектр работ как по РЗА, так и по автоматизации технологических процессов для подстанций всех уровней напряжений, и готовых к выполнению проектов по комплексному оснащению подстанций. Внешний вид терминалов TOP 200 показан на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 – Внешний вид терминалов TOP 200-16К

Выбор типоразмера терминалов. Комплекс релейной защиты TOP 200 разработан на основе микропроцессорной элементной базы. Применение микропроцессоров в составе устройства позволяет получить стабильные характеристики, высокую точность измерений, а также позволяет реализовать разнообразные алгоритмы функционирования устройства в зависимости от внешней ситуации и схемы электроснабжения.

Устройство TOP 200-16К выполнен в виде набора однотипных блоков, реализующих различные функции по релейной защите, которые объединены в кассеты по европейскому образцу.

Устройство релейной защиты серии «TOP 200» может питаться от источника как постоянного, так переменного или выпрямленного оперативного тока. Допускается питание напряжением - от 24 до 220 В.

Схемы управления терминалов имеют гальваническую развязку с источником питания, что позволяет устройству сохранять работоспособность с заданными параметрами срабатывания защит при пульсации напряжения питания до 12% и перерывах в питании до 0,5 с

В устройстве TOP 200-16К обеспечиваются следующие функции, сведенные в таблице 5.1

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ					

Таблица 5.1 – Функции TOP 200

№	Функции
1	Местное управление с кнопок на лицевой панели или от ключей на двери релейного шкафа, а также дистанционное управление от АСУ ТП любым типом выключателя.
2	Блокировка от многократных включений выключателя.
3	Контроль цепей управления (РПО, РПВ, давление элегаза, автомат ШП).
4	Самоподхват цепи отключения.
5	Запрет включения при отключенном автомате ШП и неисправности цепей включения.
6	Возможность действия на вторую катушку отключения выключателя.
7	Ввод/вывод из действия любой из ступеней защит с помощью программных переключателей.
8	Выбор направленного или ненаправленного действия ступенчатых защит.
9	Конфигурирование действия защит на сигнал или отключение с помощью матрицы программных выключателей.
10	Сохраняются в энергозависимой памяти до 250 событий с полной меткой времени.

Допускается применение комплекс релейной защиты TOP 200 в схемах релейной защиты на переменном оперативном токе без резервирования, т. к. время готовности составляет не более 0,25 с.

Выбор типа исполнений производится исходя из требуемой функциональности в части выполнения защит (направленные или ненаправленные), схем выполнения цепей вторичной коммутации, а также дополнительных показателей.

Использование защит, определяется проектными требованиями и условиями защищаемого объекта.

Набор защит в составе комплекс релейной защиты TOP 200-Г приведен в документации на данное оборудование. Рассмотрим более подробно дифференциальную защиту трансформатора средствами, данного комплекс релейной защиты.

Дифференциальная защита с торможением, дифференциальная отсечка

Структурная схема дифференциальной защиты представлена на рисунке 5.2 В таблице 5.3 показано назначение программных ключей защиты.

Защита предназначена для использования в качестве основной для мощных двигателей, токоограничивающих реакторов, двух обмоточных трансформаторов и трансформаторов с «расщеплённой» обмоткой (мощностью до 40 МВА). Дифференциальная защита вводится ключом SGF 31/1.

Принцип действия защиты основан на выявлении дифференциального тока в фазах, величина которого сравнивается с уставкой и при превышении уставки производится отключение объекта. Вычисление дифференциального тока производится цифровым способом, используя величины токов плеч. Для расчёта используются векторные величины токов плеч, предварительно производится цифровая фильтрация основной гармоники.

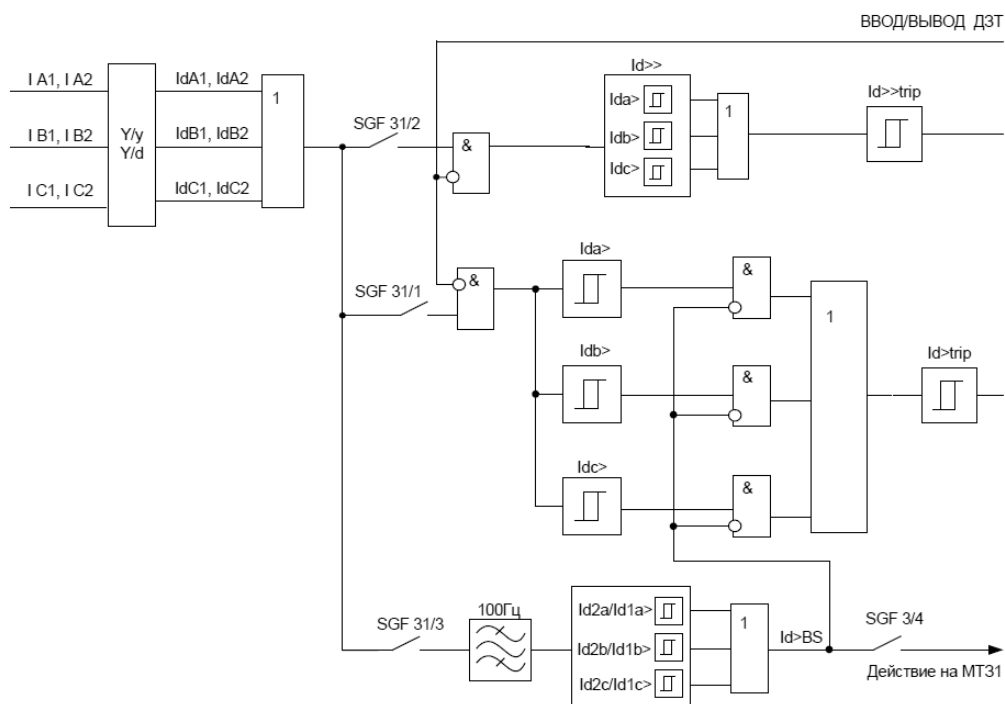


Рисунок 5.2 – Структурная схема дифференциальной защиты

Таблица 5.3 - Назначение программных ключей дифференциальной защиты

№ ключа в SGF31	Назначение ключа	Состояние ключа	Значение
1	Степень защиты	0	Выведена
		1	Введена
2	Дифференциальная отсечка	0	Выведена
		1	Введена
3	Блокирования тормозной характеристики по току второй гармоники	0	Выведена
		1	Введена
4-8	Не используются		

Величина тока отключения изменяется в зависимости от значения токов плеч, так называемого «тормозного» тока. Расчетная величина «тормозного тока» определяется как максимальное значение «тормозного» тока трех фаз. Характеристика срабатывания защиты представляет собой три участка: первый участок определяет минимальный ток срабатывания ДЗТ, второй участок имеет регулируемый наклон и регулируемые точки «излома» характеристики, третий участок имеет постоянный наклон («торможение»).

Защита выполнена в трёхфазном исполнении, однако допускается использование в двухфазном режиме. Защита действует на отключение с запретом АПВ, светодиодную сигнализацию и выходные реле. Выбор светодиода сигнализации производится ключом SGS 7/x. Ввод действия дифференциальной защиты на

выходные реле производится ключом SGR 2/х. Защита действует при всех видах внутренних повреждений с торможением от токов плеч.

Выводы по главе: на основании выполненных расчетов и анализе технических параметров представленного на рынке оборудования для осуществления релейной защиты было выбрано оборудование TOP 200-16К - Микропроцессорный терминал РЗА предназначен для осуществления функций защиты первичного оборудования, управления и сигнализации на объектах энергетики с напряжением 6(10)-35(110) кВ, в том числе и на Цифровых подстанциях (I и II архитектуры). Выбранный терминал по своим ТХ позволяет обеспечить защиту оборудования ПС. Разработана структурная схема дифференциальной защиты.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

6 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ПС

6.1 Оценка уровня надежности работы подстанции

Во второй главе был проведен анализ повреждаемости оборудования подстанции, в ходе которого было установлено, что наибольшая вероятность отказа присуща коммутационным аппаратам, а также силовым трансформаторам

Средние значения показателей надежности элементов подстанции ПС 35/6 кВ (потока отказов и среднего времени восстановления), после модернизации, основанные на основании статистических данных энергосистем [14], приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1 – Показатели надежности оборудования ПС

№	Наименование оборудование	λ , год ⁻¹	\bar{t}_B , ч
1	Выключатель ВБЭС-35-31,5/630-1000	0,016	5
2	Кабельная линия 35 кВ	0,0125	12
3	Трансформатор ТДН-10000/35.	0,03	95
4	Разъединитель РГПЗ-СЭЩ-2-35/1250 УХЛ1	0,001	6
5	Вакуумный выключатель ВВЭ-СМ-10-40/1600	0,009	20
6	Шинопровод, шины КРУ-6 кВ	0,03	7

Аналогично методике расчетов, представленной в пункте 2.5, выполним расчет показателей надежности работы модернизированной системы ЭС.

Величина интенсивности отказов, а также время восстановления работоспособного состояния могут быть определены при помощи следующего выражения.

$$\begin{aligned} \lambda_{Э1} &= \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = \\ &= 0,016 + 0,0125 + 0,03 + 0,03 + 0,001 + 0,009 + 0,03 = 0,1285 \text{ год}^{-1}; \\ \bar{t}_{B,Э1} &= \frac{\lambda_1 \cdot \bar{t}_{B1} + \lambda_2 \cdot \bar{t}_{B2} + \lambda_3 \cdot \bar{t}_{B3} + \lambda_4 \cdot \bar{t}_{B4} + \lambda_5 \cdot \bar{t}_{B5} + \lambda_6 \cdot \bar{t}_{B6} + \lambda_7 \cdot \bar{t}_{B7}}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7} = \\ &= \frac{0,016 \cdot 5 + 0,0125 \cdot 12 + 0,03 \cdot 95 + 0,03 \cdot 7 + 0,001 \cdot 6 + 0,009 \cdot 20 + 0,03 \cdot 7}{0,1285} = \\ &= 28,69 \text{ ч} \end{aligned}$$

На основании результатов выполненных вычислений для эквивалентного элемента системы может быть найдена вероятность безотказной работы для всей системы. Известно, что данная система может быть представлена в виде одного элемента, эквивалентного исходным элементам ряда, который имеет следующие показатели надежности λ_{y1} , $\bar{t}_{a,y1}$. В соответствии с моделью отказов определим основные показатели безотказной работы схемы электроснабжения ПС.

Коэффициент готовности оборудования:

$$k_r = \frac{1}{\lambda_{э1} \cdot \bar{t}_{в,э1} + 1} = \frac{1}{0,1285 \cdot \frac{28,69}{8760} + 1} = 0,9996.$$

Коэффициент вынужденного простоя

$$k_{п} = \frac{\lambda_{э1} \cdot \bar{t}_{в,э1}}{\lambda_{э1} \cdot \bar{t}_{в,э1} + 1} = \frac{0,1285 \cdot \frac{28,69}{8760}}{0,1285 \cdot \frac{28,69}{8760} + 1} = 0,0004.$$

Вероятность безотказной работы в течени года

$$p_0(t) = 1 - \lambda_{э1} \cdot \frac{\bar{t}_{в,э1}}{T_{ГОД}} = 1 - 0,1285 \cdot \frac{28,69}{8760} = 1 - 0,0004039 = 0,9996.$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{ср} = \frac{1}{\lambda_{э1}} = \frac{1}{0,1285} = 7,78 \text{ лет.}$$

6.2 Выбор критерия надежности с учетом возможной динамики нагрузок

В случае отказа и повреждения учитываются критерий, причина, признаки, характер и последствия. Эксплуатационное состояние автомобиля определяется набором заданных параметров и их допусками - допустимыми пределами их изменения. В то же время, согласно критерию исключения, принято понимать свойства хотя бы одного указанного параметра, превышающие указанный допуск. Критерии отказа должны быть указаны в технической документации объекта.

Для сравнения надежности различных схем необходимо установить критерии надежности схем подстанций. Перебои в нормальной работе подстанций вызваны повреждением оборудования, ошибками персонала и т. Д. Однако, если эти факторы совпадают, количество и продолжительность аварийных отключений электроэнергии могут отличаться.

В энергосистемах имеется значительное количество подстанций на 35 кВ с не более чем двумя линиями электропередач, которые предназначены только для электроснабжения потребителей. По статистическим данным, количество таких подстанций составляет до 80% на 35 кВ от общего количества подстанций соответствующего напряжения. Подстанциям этого типа можно дать общие критерии надежности.

С точки зрения потребителя надежность электроснабжения определяется продолжительностью и частотой отключения электроэнергии. Индивидуальному потребителю предоставляется радиальная линия, плановые ремонты, а также экстренные ремонты, связанные с отключениями электроэнергии, поэтому продолжительность плановых ремонтов, связанных с необходимостью отключения потребителей, является одним из показателей надежности.

Таким образом, для распределительных станций можно определить следующие 4 критерия:

- 1) среднее количество аварийных отключений электроэнергии потребителей за определенный промежуток времени n ;
- 2) средняя продолжительность восстановления электроэнергии τ_{cp} ;
- 3) продолжительность плановых ремонтов, связанных с отключением потребителей $\tau_{пл}$;
- 4) вероятность того, что время восстановления мощности превышает заданное время t .

Итак, как и другие подстанции, предназначенные для снабжения потребителей, критерии для всех подстанций будут содержать эти и дополнительные показатели, соответствующие требованиям к ним. Расчет критериев может проводиться аналитически или с помощью компьютерного моделирования.

В случае двух состояний системы можно использовать функцию полезности для обоснования критерия надежности:

$$\Phi = -K - \mathcal{E} - n \cdot И + z \sum_{i=1}^n t_i - Y'' \sum_{i=1}^n t_i'' - \phi \sum_{i=1}^n Y' t_i', \quad (6.1)$$

где z – коэффициент полезности от нормального электроснабжения;

t_i – промежутки времени нормального электроснабжения;

t_i' – промежутки времени аварийных перерывов электроснабжения;

t_i'' – промежутки времени плановых перерывов;

K – капитальные вложения на строительство подстанции, приходящиеся на рассматриваемый период;

$И$ – средняя стоимость аварийно-восстановительного ремонта;

Y' – ущерб у потребителя при аварийном отключении за единицу времени;

Y'' – ущерб у потребителя за единицу времени при плановом простое; ϕ – функция, выражающая зависимость ущерба от длительности аварийного простоя;

i, n – номер и число аварийных отключений.

Для оценки функции полезности потребителю должны быть сообщены энергосистемой следующие показатели: – t_{cp}' , t_{cp}'' , n и для определения ϕ – вероятность того, что время восстановления питания не превысит заданное время t – $P(\tau < t)$.

Для вычисления данных показателей необходима оценка по данным эксплуатации следующих показателей надежности для каждого элемента системы электроснабжения: параметра потока отказов (ω), интенсивности восстановления (μ) и длительности планового простоя каждого элемента за определенный промежуток времени ($\tau_{пл}$).

Рассмотрим выбор мер и средств повышения электробезопасности электрических сетей 6 кВ по многокритериальной модели с учетом неопределенности части исходной информации. Физический и моральный износ оборудования приводит к снижению как электробезопасности, так и надежности электроснабжения.

Система электроснабжения представляет собой сложную систему, которая имеет динамический характер, что необходимо учитывать при разработке и расчете вариантов средств повышения надежности ЭС. Пути достижения поставленных целей называют стратегией. Рассмотрим стратегию по повышению надежности электроснабжения, которая одновременно улучшает различные критерии надежности распределительных электрических сетей: f_1 — состояние рассматриваемых распределительных электрических сетей без преобразований; f_2 — применение ВЛИ, СИП; f_3 — резервирование и секционирование ВЛ; f_4 — внедрение дополнительных технических средств по ограничению и регулированию напряжений.

Рост количества аварий в электрических системах также связан с «разрушенным» состоянием распределительных сетей, поэтому вторым специфическим критерием является скорость износа электрооборудования [1]. Это число представляет собой физический коэффициент износа электрических устройств за количество лет эксплуатации, приведенный в таблице. 1.1 для различных компонентов системы питания [2].

Одна из целей системы - добиться высокой надежности электроснабжения, что влияет на электробезопасность. Учитывая, что конкретные критерии оценивают степень достижения эксплуатационных целей, третий критерий является критерием оценки надежности электроснабжения. Критерием надежности электроснабжения потребителей являются потери электроэнергии из-за возможных отказов электрооборудования или количество невыпущенной электроэнергии из-за перебоев (перебоев) работы СЭС.

В настоящее время существуют различные методы построения расчета непринятых потерь мощности [1-3]. Поэтому мы рассматриваем годовой дефицит электроэнергии W_H как критерий оценки надежности электроснабжения

$$W_H = \sum_{i=1}^{T_c} \sum_{j=1}^k P_{it} \sum_{j=1}^N (\omega_{jt} \tau_{ajt} + \gamma \lambda_{jt} \tau_{njt}) \alpha^{t-1}, \quad (6.2)$$

где P_{it} – активная нагрузка i -го элемента в год t , кВт;

N – число участков линии;

$\omega_{jt}, \lambda_{jt}$ – частота аварийных и плановых отключений соответственно.

τ_{ajt}, τ_{njt} – средняя продолжительность аварийных и плановых отключений соответственно;

γ – коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений ($\gamma = 0,33$);

α^{t-1} – коэффициент дисконтирования, $\alpha = \frac{1}{(1+E_{ПН})^t}$, $E_{ПН}$ – коэффициент

нормативного приведения.

В качестве неопределенности среды взято одновременно два фактора — коэффициент роста нагрузки на перспективу 10 лет k_p и коэффициент безопасности труда k_b .

Рост нагрузки в СЭС усиливает износ электрооборудования и увеличивает вероятность пробоя ослабленной изоляции и возникновения других неполадок в

работе электрооборудования, что может привести к отказам в работе электроустановок и недоотпуску электроэнергии. При большом числе повреждений электрооборудования в процессе его ремонта увеличивается вероятность аварийности. Таким образом, рост нагрузки влияет как на износ электрооборудования и надежность электроснабжения, так и на уровень аварийности.

Коэффициент безопасности труда k_b в общем случае отражает два показателя:

– коэффициент соблюдения правил безопасности, который определяется отношением количества людей, работающих на определенном энергетическом объекте, соблюдающих правила безопасности, к общей численности работников энергетического объекта

$$k_{\text{птб}} = \frac{n}{N}, \quad (6.3)$$

где n - количество работников на конкретном энергетическом объекте в соответствии с правилами безопасности;

N - общая численность работников на электростанции;

Коэффициент технической безопасности машин (электрооборудования), соответствующих нормам безопасности, к общему количеству электрооборудования объекта

$$k_{\text{тбм}} = \frac{m}{M}, \quad (6.4)$$

где m - количество машин (электрооборудования), соответствующих нормам безопасности;

M - общее количество электрооборудования на объекте.

Поскольку статистических данных об этом коэффициенте безопасности труда k_b не известны, его значение было определено на основе [17].

Таким образом, ситуация с принятием решений: матрица рассмотренных стратегий

$$f = \begin{Bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ f_4 \end{Bmatrix}, \quad (6.5)$$

матрица частных критериев

$$\psi = \begin{Bmatrix} \psi_1 \\ \psi_2 \\ \psi_3 \end{Bmatrix}, \quad (6.6)$$

матрица неопределённых параметров

- Системные сбои из-за сочетания сбоев узлов и ремонта происходят в пределах одного временного деления, которое является суммой временных интервалов.

- Ремонт узла происходит после его выхода из строя. То есть восстановление и отказ одного и того же узла не могут произойти в течение одного и того же интервала времени.

- События отказа и события ремонта должны быть четко разграничены в рамках одного и того же временного деления. Это происходит потому, что отказ системы определяется порядком событий отказа и ремонта.

- Экспоненциальная функция используется в качестве функции плотности вероятности для отказа и восстановления узла.

- Неисправность на заключительном этапе не может быть устранена. Если ремонт всегда возможен после сбоя, то система не может выходить из строя вечно, и существование такой системы нереально.

6.3 Выбор средств регулирования напряжений

Благодаря спросу на прерывистое производство электроэнергии накопление энергии будет широко использоваться в будущих электрических сетях для обеспечения гибкости и устойчивости. Технически существует два класса ЭС для хранения низкоуглеродистой энергии: Генераторно-интегрированное накопление энергии (ГИ) и не-ГИ. GIES хранит энергию вместе с преобразованием между первичной формой энергии (например, тепловой энергией) и электричеством.

Для регулирования напряжения трансформаторами подстанций предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10–20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

- с регулированием без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;

- с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Согласно [11] отклонения напряжения допускаются в пределах:

- на зажимах приборов электрического освещения от - 2,5% до +5 % от номинального напряжения;

- на зажимах электродвигателей от -5 до +5 %;

- на зажимах остальных электроприемников ± 5 %.

Для того чтобы компенсировать отклонение (потери) напряжения, все цеховые трансформаторы снабжаются специальными устройствами ПБВ (переключение без возбуждения) для изменения коэффициента трансформации. Все цеховые трансформаторы имеют 5 ступеней переключения по 2,5% каждая, что позволяет регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$. Трансформаторы ТДН-10000/35 напряжением 35/6,3 кВ имеют устройство РПН (регулирование под нагрузкой) ± 8 % (6 ступеней по 1,5 %).

Задачей является определение пределов регулирования на трансформаторах для поддержания уровней напряжения на шинах 6 кВ ТП в периоды максимума и минимума нагрузок в допустимых пределах. Для этого необходимо определить

отклонение напряжения на шинах 0,4 кВ ТП, от которых питаются электроприемники завода.

Напряжение питания на шинах 35кВ в период максимальных и минимальных нагрузок представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Уровни напряжения на границе раздела сетей предприятия и энергосистемы

	кВ	%
U'1 (максимум нагрузки)	33,61	- 4
U''1 (минимум нагрузки)	37,14	+ 6

В режиме минимальных нагрузок принимаем расчётную нагрузку равной 25% от максимальной.

Уровни напряжения на зажимах электроприемников $\delta U'_2$, $\delta U''_2$ %, в режиме максимальных и минимальных нагрузок определяются по выражениям:

$$\delta U''_1 = \Delta U_{\text{доб.ПС}} - 0,25 \cdot (\Delta U'_{\text{м.ВН}} + \Delta U'_{\text{м.НН}} + \Delta U'_{\text{кл}} + \Delta U'_{\text{мн}}) \pm \Delta U_{\text{доб.ТП}} \quad (6.9)$$

$$\delta U'_2 = \delta U'_1 \pm U_{\text{доб.ПС}} - 0,25 \cdot (\Delta U'_{\text{м.ВН}} + \Delta U'_{\text{м.НН}} + \Delta U'_{\text{кл}} + \Delta U'_{\text{мн}}) \pm \Delta U_{\text{доб.ТП}} \quad (6.10)$$

где $\delta U'_1 = - 4\%$ – уровень напряжения на шинах 35 кВ ПППС в период максимальных нагрузок, %;

$\delta U''_1 = \pm 6\%$ – уровень напряжения на шинах 35 кВ ПС в период минимальных нагрузок, %;

$\Delta U'_{\text{м.ВН}}$ – потери напряжения в обмотке ВН трансформатора ГПП в режиме максимальных нагрузок, %;

$\Delta U'_{\text{м.НН}}$ – потери напряжения в обмотке НН трансформатора ГПП в режиме максимальных нагрузок, %;

$\Delta U_{\text{доб.ПС}}$ – добавка напряжения в трансформаторах ГПП, % при нулевом положении РПН определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{доб.ПС}} = \left(\frac{35 \cdot \frac{6,3}{36,6}}{6,0} - 1 \right) \cdot 100\% = 0,41,$$

$\Delta U'_{\text{кл}}$ – потери напряжения в кабельной линии 10кВ от ГПП до ТП в режиме максимальных нагрузок, %;

$\Delta U'_{\text{мн}}$ – потери напряжения в трансформаторах ТП в режиме максимальных нагрузок, %;

$\Delta U_{\text{доб.ТП}}$ – добавка напряжения в трансформаторах ТП, % при нулевом положении ПБВ $\Delta U_{\text{доб.ТП}}$ определяется по выражению

$$\Delta U_{\text{доб.ТП}} = \left(\frac{6,3 \cdot \frac{0,4}{6,3}}{0,38} - 1 \right) \cdot 100\% = 5,21\% .$$

Для упрощения не учитываем потери мощности в элементах схемы электроснабжения. Потери напряжения в обмотках ВН трансформаторов ПС в режиме максимальных нагрузок определяется по выражению

$$\Delta U'_{\text{Т.ВН}} = \frac{P_p \cdot r_{\text{Т.ВН}} + (Q_p - Q_{\text{КУ}}) \cdot x_{\text{Т.ВН}}}{10 \cdot (U_{\text{С.НОМ.ВН}})^2}, \quad (6.11)$$

где P_p и Q_p – расчетные активные и реактивные мощности;

$r_{\text{Т.ВН}} = 1,270 \text{ Ом}$, $x_{\text{Т.ВН}} = 15,870 \text{ Ом}$ – активные и реактивные сопротивления обмотки ВН трансформатора, приведенные к номинальному напряжению ВН трансформатора.

$U_{\text{С.НОМ.ВН}} = 35 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение сети.

Результаты расчета приведем в таблице 6.4

Таблица 6,4 – Результаты расчета потерь напряжения в обмотках ВН трансформаторов ГПП

Наименование	P_p , кВт	Q_p , кВар	$U'_{\text{Т.ВН}}$, %
1 и 2 секции (Т1)	9424	5682,3	0,96

Потери напряжения в обмотках НН трансформаторов в режиме максимальных нагрузок определяется по выражению по [12] $U_{\text{С.НОМ.ВН}} = 35 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение сети.

Результаты расчета приведем в таблице 6.5

Таблица 6.5 – Результаты расчета $U'_{\text{Т.НН}}$.

Наименование	P_p , кВт	Q_p , кВар	$U'_{\text{Т.НН}}$, %
1 секция	9424	5682,3	0,42
2 секция	9018	5472,3	0,50

Как видно из приведенных выше расчетов, отклонения напряжения трансформаторов на подстанции не превышают указанных норм [11]. Этот факт свидетельствует о высокой надежности данной системы питания за счет достаточного запаса мощности.

Трансформаторный автоматический регулятор напряжения под нагрузкой «ТОР 200-Р 63».

ТОР 200-Р имеет встроенный дисплей для положения включения выключателя и цифровой дисплей с дистанционным управлением для установки на двери шкафа, панели или распределительного шкафа. Программируемое ограничение положения аварийного выключателя и программируемые функции разблокировки неиспользуемых ступеней привода реализуются с помощью индикации состояния выключателя нагрузки.

Контроль и диагностика крановщиков:

Управление ступенчатым переключателем:

- двухобмоточный трансформатор с обратным регулированием напряжения U₂;
- трехобмоточный трансформатор с регулировкой напряжения на стороне U₂ и MV;
- трансформатор с «расщепленной» обмоткой с автоматическим ручным выбором;
- автотрансформатор с регулировкой напряжения на стороне U₂ и НН;
- местное управление контроллером (с помощью кнопок на передней панели терминала или с помощью кнопок на пульте дистанционного управления);
- дистанционное управление контроллером (с АСУ ТП);
- расчет механического ресурса привода;
- управление временем запуска / модификации привода путем выдачи аварийного сообщения;
- контроль конечных положений привода;
- остановка многопозиционного переключателя при достижении определенных пользователем положений;
- контроль температуры масла в баке гидротрансформатора;
- контроль самопроизвольного срабатывания контроллера путем надлежащего отключения привода РПН;
- отображение хода исполнительного механизма контроллера.
- автоматизация:
- автоматическое поддержание определенного уровня напряжения;
- при автоматической настройке учитывается нагрузка трансформатора с обеими разделенными обмотками.
- восстановление предыдущего состояния, если устройство РПН застряло.
- дополнительные опции:
- встроенный индикатор состояния грузоподъемного устройства и внешний цифровой дисплей на индикаторе состояния шагового дисплея; установка выносного индикатора положения на удалении до 500м от терминала.

Особенности:

- управление РПН трансформатора с «расщепленной» обмоткой с учетом тока через секционный выключатель;
- возможность работы с пропуском некоторых ступеней, определяемых пользователем;
- автоматическое изменение уставок регулирования по суточному графику и календарю рабочих и выходных дней;
- компенсация падения напряжения в линии с учётом токов нагрузки;
- блокирование работы регулятора при:
- перегрузке трансформатора;
- при превышении допустимого напряжения;
- при появлении напряжения обратной последовательности;

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

- снижении напряжения ниже уставки;
- обнаружении замыкания на землю;
- неисправности регулятора и устройства;
- запись огибающих тока и напряжения по действующим значениям токов и напряжений с частотой выборок 200 Гц;
- 2 светодиода режима регулировки («Повысить», «Понизить»);
- режим тестирования.

Состав устройства:

- количество аналоговых каналов – 8 (4 напряжения и 4 тока);
- количество дискретных входов – 13;
- количество выходных реле – 17;
- 2 порта связи по заказу.

Эффективным средством повышения надежности электроснабжения является восстановление питания потребителей с помощью АВР источников взамен поврежденных или ошибочно отключенных источников питания.

На предприятиях разных отраслей промышленности широко используются СД мощностью до 5000 кВт (например, для привода насосов, компрессоров); на их долю иногда приходится до 75 % всей потребляемой предприятием электроэнергии. Кратковременное (0,15–0,2 с) снижение напряжения до 0,6 $U_{ном}$ приводит к выпадению из синхронизма этих двигателей, остановке компрессоров и расстройству технологического процесса. Успешное действие АПВ и АВР в этих схемах не обеспечит бесперебойность работы.

Вывод по главе: в результате выполнения описанных в работе мероприятий, по замене оборудования, были получены следующие основные расчетные показатели, характеризующие надежность ПС и используемого на ней оборудования:

- коэффициент готовности оборудования: $k_r = 0,99906.$;
- коэффициент вынужденного простоя: $k_{пр} = 0,0004.$;
- вероятность безотказной работы в течение года: $p_0(t) = 0,99906.$;
- среднее время безотказной работы $T_{cp} = 7,78$ лет.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Краткое описание рассматриваемого объекта, производственного участка

Объектом исследования в данной ВКР являются ПС 35/6 кВ Покачевского месторождения. Покачёвское — нефтяное месторождение в России. Расположено в ХантыМансийском автономном округе, в 100 км к северо-востоку от г. Сургут. Открыто в 1970 году. Освоение началось в 1977 году.

7.2 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Диспетчер во время работы подвержен различным вредно воздействующим факторам, монитор и системный блок компьютера, микроклимат; техника; нарушение режима труда и отдыха; эмоциональные факторы.

Рассмотрим физические и химические производственные факторы в соответствии с нормативным документом: ГОСТ 11.0.0032015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [26]

Физические опасные и вредные производственные факторы подразделяются на следующие:

- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная ионизация воздуха;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества; повышенный уровень электромагнитных излучений;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- прямая и отраженная блескость;
- повышенная пульсация светового потока;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- повышенный уровень инфракрасной радиации;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;

Обстоятельства, в основном связанные с перебоями в работе и отдыхе, приводят к недостаточному времени для восстановления сил после усталости; Злоупотребление временем между занятиями, необдуманное планирование занятий и развлечений. Психические состояния включают: интеллектуальный и визуальный стресс; раздражительные психические перегрузки; лишние данные;

										Лист
										75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ					

Четкость и время прихода усталости человека, цветообразование здания и спектральные свойства используемого освещения; от этого зависит безопасность данных метода, психическое и физическое состояние человека.

К небезопасным и вредным условиям также относятся: поврежденные устройства, которые могут вызвать повреждение от гальванического тока, поэтому ни в коем случае нельзя заранее определить человека, например, из-за отсутствия внешних свойств, риска повреждения от гальванического тока. Тяжесть результата электротравмы может привести к нетрудоспособности, как правило, длительное время, возможно, в том числе со смертельным исходом.

Один компьютерный дисплей рассматривается как основа для электромагнитных излучений, влияющих на нервную и сердечно-сосудистую системы человека.

7.3 Выбор нормативных значений факторов рабочей среды и трудового процесса

Микроклимат в помещениях организации имеет большое значение для качественной, продуктивной работы персонала. Лаборатория имеет автоматическую систему поддержания температуры воздуха в пределах, соответствующих нормативным документам: ГОСТ 11.1.00588 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [27] и СанПиН 1.1.4.335916 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [28] с помощью кондиционеров и обогревателей. Эта нормативная документация утверждает необходимые и целесообразные параметры микроклимата. Такие параметры необходимы тогда, когда некоторые технические условия, требования или другие факторы делают невозможными приемлемые нормативы.

- Повышенный уровень инфра, ультразвуковых колебаний;
- Повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Производственная лаборатория относится к помещениям без повышенной опасности в соответствии с СанПиНом 1.1.4.54896 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [29].

Для создания благоприятного микроклимата температура и относительная влажность воздуха на рабочем месте должны удовлетворять параметрам (СанПиН 1.1.4.335916 [29]), приведенным в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оптимальные нормы микроклимата для помещений с ПЭВМ

Категория работ по уровню энергозатрат	Период года	Температура, гр.С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость воздушного потока, м/с
Легкая работа (категория 1б)	Теплый	23/25	40/60	0.1/0.1

Примечание: В числителе даны требуемые параметры, в знаменателе фактические.

Температура в лаборатории равна 20°C, влажность составляет 57%, скорость движения воздуха 0.2 м/с. Сборочно-монтажные работы относятся к категории 2а:

– в холодный и переходный периоды года оптимальные параметры микроклимата температура 18-20°C, относительная влажность 60-40%, скорость движения воздуха до 0.2 м/с.

– в теплый период года оптимальные параметры микроклимата – температура 21-23°C, относительная влажность 60-40%, скорость движения воздуха до 0.3 м/с.

Стандартизация характеристик локального климата в рабочей области выполняются в связи, с временем года, группы работ согласно энергозатратам и излишку явного тепла. Согласно энергозатратам, вычислительная деятельность, что станет проводиться в этом помещении, принадлежит к группе «легкая физиологическая», характеристики которой приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Тип работы по энергозатратам

Работа	Категория	Энергозатраты организма	Характеристика работы
Лёгкая физическая	1б	От 500,5 до 625,5 кДж/ч (150 ккал/ч)	Проводится сидя, стоя, или связанная с ходьбой, но не требующая систематического, физического напряжения или поднятия и переноски тяжестей.

Для работы сидя рабочее место должно соответствовать требованиям эргономики и промышленной эстетики. В противном случае отклонение может привести к заболеванию межпозвоночных дисков шеи или поясничного отдела позвоночника, а также к нагрузке на мышцы шеи, плеч и груди.

Данный параметр удовлетворяет условиям, когда его значение отклоняется от нормы не более чем на ± 10 миллиметров (по линейному параметру) и на 1 ° (по угловому параметру). Экран и микропроцессорный источник компьютера считаются вредными источниками выбросов. В текущих ситуациях электромагнитные поля относительно слишком велики согласно уровню, неоднородны в пространстве и нестационарные во времени. Одним из условий, снижающих степени электромагнитного поля, считается эффективное заземление.

Таблица 7.3 - Нормативные значения эргономических параметров рабочего места

Наименование параметра	База отсчета	Нормативное значение
Рабочий стол (рабочая поверхность)		
Высота, мм	Полы	От 680 до 800 при регулировке, 725 без регулировки.

Окончание таблицы 7.3

Наименование параметра	База отсчета	Нормативное значение
Ширина, мм	Край стола	От 800 до 1400
Глубина, мм	Передний край стола	От 600 до 800
Рабочий стул		
Высота поверхности Сиденья, мм	Полы	450
Угол наклона поверх Ности сиденья, град	Горизонтальная плоскость	5
Ширина сиденья, мм	Край сиденья	400
Наименование Параметра	База отсчета	Нормативное значение
Глубина сиденья, мм	Передний край сиденья	Более 400
Высота спинки стула, Мм	Поверхность сиденья	350
Радиус кривизны Спинки стула, мм	Середина спинки, гори- зонтальная плоскость	Более 400
Угол наклона спинки Стула, град.	Поверхность сиденья, вертикальная плоскость	25

Рабочее освещение обеспечивает необходимые условия при нормальном режиме работы осветительной установки, оно обязательно во всех помещениях и на открытых пространствах.

Таблица 7.4 – Рекомендуемые источники света при системе общего освещения

Характеристика зрительной работы по требованию к цветоразличию	Освещенность, лк	Диапазон цветов температуры источника света T_c^0 , К
Различие цветных объектов при невысоких требованиях к цветоразличию	200 400	35005500

Все эти факторы учитываются во время расчетов и принимаются в виде переменных со значениями, определяемыми по справочной литературе.

Операторы и диспетчеры обязаны проходить непрерывные (при приёме на работу) и периодические медосмотры. В помещениях, в каком месте функционируют инженерно-промышленные сотрудники вибрирование, инфра – и ультразвук отсутствуют. Источниками шума считаются действующие ПК и удаленные аппараты. В соответствии с ГОСТ 12.7.003–89 ПДУ разрешенной степенью голосового давления в октавных полосах частот, степени звука и равносильные степени звука в рабочем участке необходимо брать сведения из таблицы 7.5

Таблица 7.5. – Допустимые уровни звукового давления

Параметры	Значения							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Октавные полосы, Гц								
Уровни звукового давления, дБ	71	61	54	49	45	42	41	38

7.4 Охрана труда

К работе оператором на объекте допускаются лица до 18 лет, прошедшие вводное собрание, обучение безопасным методам и технологиям проведения работ, а также инструктаж на рабочем месте в соответствии с внутренними регламентами и техническими регламентами. Безопасность, наличие научно-технического оборудования в соответствии со спецификой и выполнением отдельных видов работ, правила пожарной безопасности на подстанции и успешная сдача экзаменов для доступа к независимым услугам. Прежде всего, все технические специалисты должны быть в состоянии помочь пострадавшим. Технический персонал должен быть оснащен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с отраслевыми стандартами и типом выполняемой операции.

Поврежденные компоненты заменяются отдельным комплексом. Тип внешней конструкции должен учитывать отсутствие острых, острых и режущих кромок, что указывает на возможный риск получения травм.

При обслуживании и ремонте оборудования используются следующие средства защиты:

- устройства с диэлектрическими ручками;
- Индикация напряжения (IN 2).

При оценке условий труда определяется продолжительность электромагнитного воздействия и вид излучения. Ресурсы и методы защиты от электромагнитных полей делятся на три категории: координация, инженерия и промышленность, а также лечение и профилактика. Оптимальными для применения считаются меры технической и промышленной безопасности:

- электроизоляция цепей, конструкций, всех конструктивных частей;

Размещение соответствующего оборудования. Для обеспечения электробезопасности в помещении были проверены следующие данные:

- гарантия отсутствия ряда живых элементов, которые в будущем будут активированы для случайного прикосновения;
- электрическое распределение сети;
- предотвращение риска получения травм в случае наличия напряжения в корпусах, корпусах и других компонентах электроприборов, что позволяет использовать низкое напряжение, двойную изоляцию, потенциал, защитное заземление, защитное заземление и специальные переносные электрические защитные устройства и устройства;

- обеспечение безопасной эксплуатации электрических систем.

Освещенность рабочих мест в лаборатории периодически контролируют. Для контроля освещенности пользуются люксметрами. По установленным нормам ГОСТ 2494096 Здания и сооружения, методы измерения освещённости [32] и СП 51.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция [33], освещенность производственных помещений составляет 200 лк при выполнении работ по монтажу.

Наиболее рациональный способ уменьшения шума — снижение звуковой мощности его источника (машины, установки, агрегаты). Для защиты от шума применяют звукоизолирующие ограждения оборудования, к ним относятся стены, перекрытия, кожухи агрегатов. Для обеспечения индивидуальной защиты обслуживающего персонала используются наушники [13].

Нестационарный шум — шум, длящийся короткое промежутки времени (меньше, чем время усреднения в измерителях).

Берея во внимание значительное превышение санитарных норм, есть потребность в организации мероприятий по уменьшению шума от работающего оборудования. Существует 3 подхода для снижения шума:

- изменение непосредственно в самом источнике;
- уменьшение шума по направлениям его распределения;
- СИЗ.

Чтобы понизить уровень шума от производственного оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение оборудования в специальных помещениях;
- установка оборудования на виброизолирующих основаниях.

7.5 Производственная санитария

Перечислим категории сложности работы:

Работа оператора диспетчерского пульта относится к 1 категории сложности. Это легкая работа (физическая нагрузка не превышает 174 Вт), которая выполняется сидя или стоя, систематического напряжения мышц не требуется.

К II категории сложности относятся работы, выполняемые на объекте рабочими. Это умеренные работы, предполагающие постоянную ходьбу, выполняется стоя или сидя, но без переноса веса и соответствующие (Категория IIа) или работа, связанная с ходьбой и весом до 10 кг (Категория II б).

III. В категорию тяжести труда входит работа ремонтного персонала, Монтаж или ремонт оборудования. Это тяжелая работа, связанная с систематическими физическими нагрузками.

В промышленных зданиях, где с ПК является основным компьютером (диспетчерские, диспетчерские, компьютерные залы, кабины и КПП, компьютерные залы и т. Д.), это связано с нервной системой, эмоциональное напряжение, необходимо обеспечить оптимальные параметры Микроклимат для категорий работ 1а и 1б в зависимости от текущего состояния гигиенических и эпидемиологических нормативов производственного микроклимата.

Произведем расчет освещения

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчёт электрического освещения производственного помещения состоит из светотехнического и электротехнического расчётов. При этом в работе выбираются и применяются инновационные светодиодные лампы, которые заменили устаревшие и неэффективные лампы накаливания, использовавшиеся ранее.

Освещение выполняется с применением светодиодных источников света с использованием светильников со степенью защиты IP44, т. к. среда в помещении может иметь высокую влажность и испарения. В связи с этим, выбирается светильник типа СПДК30 (производственный) с установкой одной светодиодной лампы (тип цоколя – E27).

Для освещения помещения выбирается равномерное размещение светильников по вершинам прямоугольников как наиболее рациональное.

Оптимальное расстояние между светильниками

$$\lambda_c \cdot H_p \leq L \leq \lambda_э \cdot H_p , \quad (7.1)$$

где H_p – расчётная высота подвеса светильника, м;

$\lambda_c, \lambda_э$ – относительные светотехнические и энергетические выгоднейшие расстояния между светильниками, м.

Расчётная высота подвеса светильника вычисляется

$$H_p = H_o - h_{св} - h_{раб} , \quad (7.2)$$

где H_o – высота помещения, м;

$h_{св} = 0,5$ м – высота свеса светильника;

$h_{раб}$ – высота освещаемой рабочей поверхности от пола, м.

По рассчитанному значению L , длине A и ширине B помещения определяют число светильников по длине помещения, шт.

$$N_A = \frac{A - 2l_A}{L} + 1 . \quad (7.3)$$

Число светильников по ширине помещения, шт.

$$N_B = \frac{B - 2l_B}{L} + 1 . \quad (7.4)$$

Общее число светильников, шт.

$$N_{\Sigma} = N_A \cdot N_B . \quad (7.5)$$

Действительное расстояние между светильниками и рядами

$$L_A = \frac{A}{N_A - a} , \quad (7.6)$$

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$L_B = \frac{B}{N_B - a}. \quad (7.7)$$

Расчётная высота подвеса светильника

$$H_p = 3 - 0,5 - 1 = 2,5\text{м.}$$

Оптимальное расстояние между светильниками

$$1,5 \cdot 2,5 = 3,75 \leq L = 4.$$

Число светильников по длине помещения, шт.

$$N_A = \frac{24 - 2 \cdot 0,5}{4} + 1 \approx 8.$$

Число светильников по ширине помещения, шт.

$$N_B = \frac{12 - 2 \cdot 0,5}{4} + 1 \approx 3.$$

Общее число светильников

$$N_{\Sigma} = 3 \cdot 8 = 24\text{шт.}$$

Действительное расстояние между светильниками

$$L_A = \frac{24}{8} = 3\text{м.}$$

Действительное расстояние между рядами

$$L_B = \frac{12}{3} = 4\text{м.}$$

Расчёт освещения помещения подсобных помещений производственного помещения проводится методом коэффициента использования светового потока

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta_{\text{и}}}, \quad (7.8)$$

где E_n – заданная минимальная освещенность, лк;

K_3 – коэффициент запаса ($K_3=1,15$ для светодиодных ламп);

S – освещаемая площадь, м²;

Z – коэффициент неравномерности, равный 1,1 1,2;

N – общее количество светильников, шт.;

$\eta_{\text{и}}$ – справочный коэффициент использования светового потока, о.е.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ					82

Для определения справочного коэффициента использования светового потока в относительных единицах, необходимо найти индекс помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p(A + B)}. \quad (7.9)$$

Далее, пользуясь справочными материалами, выбирается стандартный тип лампы со световым потоком. Применяются инновационные светодиодные лампы. Отклонение расчетного светового потока от светового потока выбранного источника света рассчитывается

$$\Delta\Phi = \frac{\Phi_{\text{ис}} - \Phi}{\Phi} \cdot 100\%. \quad (7.10)$$

Индекс помещения

$$i = \frac{66 \cdot 16}{4,5 \cdot (66 + 16)} = 2,86.$$

Для выбранного типа светильника СПДК30 (производственный) при значении $i=2,86 \approx 3$ по определяется справочный коэффициент использования светового потока в относительных единицах, который равен значению $\eta_{\text{и}} = 0,76$.

Световой поток светильника

$$\Phi = \frac{30 \cdot 1050 \cdot 1,15 \cdot 1,1}{24 \cdot 0,76} = 2184,6 \text{ лм.}$$

Выбирается светодиодная LED лампа типа PHILIPS LED Bulb A150 со стандартным световым потоком $\Phi_{\text{ст}} = 2300$ лм.

Отклонение расчетного светового потока от светового потока выбранного источника света находится в допустимых пределах (10÷20%)

$$\Delta\Phi = \frac{2300 - 2184,5}{2184,5} \cdot 100 = 5,28\%.$$

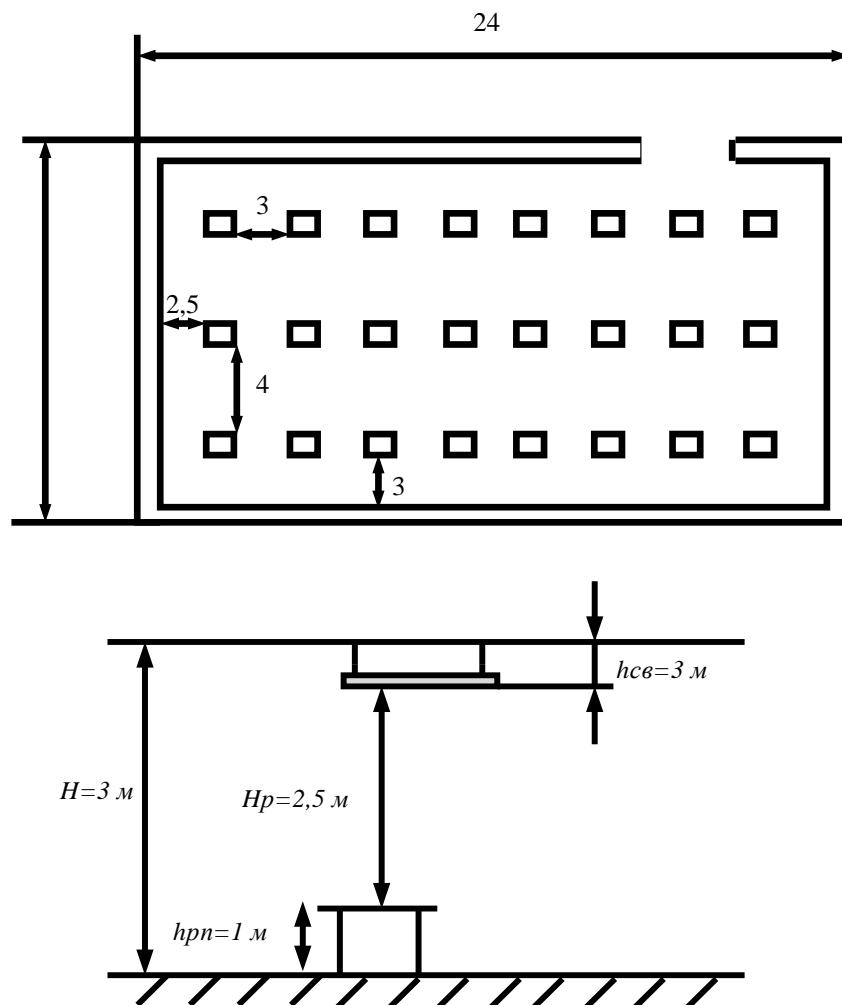


Рисунок 7.2 – Размещение светильников в помещении

Ввод в помещение осуществляется кабельной линией напряжением 380/220 В. От каждого вводного щитка освещения получают питания 3 магистральных щитка освещения (на каждое помещение), что значительно повышает надёжность и безопасность схемы. В щитах устанавливается защитная и коммутирующая аппаратура (автоматические выключатели). В качестве вводного щитка освещения используется щит с монтажной панелью, типа УОЦВ. В качестве коммутационного аппарата на вводе в щиток освещения установлен трёхфазный автоматический выключатель. Общее освещение выполняется трёхфазным с однофазными ответвлениями к отдельным группам светильников и в отдельные помещения производственного помещения.

7.6 Эргономика и производственная эстетика

Научной называют такую организацию труда (НОТ) электромонтажников, что построена на передовом опыте и новейших научных результатах, предоставляющих возможность продуктивно применять имущественный и трудовой потенциал, безостановочное совершенствование эффективности работы, обеспечение безопасности жизнедеятельности.

В приоритете НОТ лежат проблемы продвижения новейших коммуникаций, а также автоматизированного централизованного оперативного контроля и руководства как отдельными частями, так и организацией в целом.

При подготовке трудовой зоны необходимо оптимально разделить рабочее пространство, где будут размещены инструменты и другие средства производства, и в свою очередь сотрудники, принимающие участие в работе.

Трудовые зоны должны быть оснащены грузоподъемными механизмами и некоторыми другими аппаратами (гусеничными, пневмоколесными или автомобильными кранами, автопогрузчиками и т. д.). Как правило при выполнении монтажных работ электрооборудования используют легкие автомобильные краны грузоподъемностью до 4 т или средние — до 10 т. Грузоподъемный процесс контролируют с определенного места, которое дает возможность наиболее полно видеть картину трудового процесса.

В состав инструментов трудовых зон, имеющих препятствия для многофункциональных механизмов в закрытых помещениях, входят: катки, на которые устанавливаются транспортируемые блоки электрооборудования; колея, набираемая из швеллеров №№ 8—12, скрепленных между собой шпильками и накладками, роляганги. Ролики катков регулируют по ширине швеллеров с помощью втулок, расположенных на осях катков. Для перемещения электрооборудования в направлении, перпендикулярном укладке колеи, служат роляганги.

Важным и необходимым моментом в рабочем процессе является проверка исправности инструментов электромонтера. Оборудование необходимо проверять каждый день, на нем не должно быть трещин или дефектов изолированных частей. Не занимающее много времени и усилий действие способно сохранить жизнь и здоровье.

Особое, а иногда и предопределяющее место в оснащении безопасных трудовых зон занимают предупредительные таблички, они предупредят электромонтёра, если отключение или включение электроэнергии было выполнено на большом расстоянии. Они имеют вид прямоугольника или квадрата с красной рамкой и уведомляющей записью на красном фоне. Таблички должны быть яркими, чтобы каждый мог их заметить.

Предварительно перед работой все работники обязаны «допустить» до определенных видов работ, пройдя соответствующие инструктажи. Самым главным и значимым является первичный инструктаж. Сотрудники, не прошедшие его к работе, не будут допущены.

7.7 Противопожарная и взрывобезопасность

Основными причинами пожаров являются: небрежное обращение с огнем, нарушение противопожарного режима при выполнении сварочных работ, неправильное состояние и перегрев отопительных устройств. [34]

									Лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				

В производственном помещении пожарную охрану осуществляют объединенные и отдельные отряды. Они проводят работу по внедрению пожарно-профилактических мероприятий, контролируют состояние пожарной безопасности и организуют тушение возможных пожаров.

ГОСТ 17.7.00491 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Термины и определения (с Изменением N 1) [36]

ГОСТ 17.7.00491 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1) [34]

ГОСТ Р 17.3.04798. Пожарная безопасность технологических процессов.» [35]

Стационарные огнегасительные установки могут быть: автоматические и дистанционного действия. В стационарных огнегасительных установках все эти элементы смонтированы и постоянно находятся в готовности к действию.

Для предотвращения пожаров все рабочие места и подходы к ним необходимо содержать в чистоте. Для хранения материалов, запасных частей, инструмента, отходов производства предусмотрены специальные места. Запрещается загромождать места работы оборудования и подходы к ним предметами, затрудняющими передвижение людей, машин и механизмов.

Наибольшее распространение в качестве первичных средств пожаротушения получили ручные огнетушители: газовые углекислотные ОУ5, ОУ8; специальные углекислотнобромэтиловые ОУБ и порошковые ОПС10. Из передвижных огнетушителей наибольшее применение получили одно и двух баллонные огнетушители типа УП1М и УП2М. [38]

Персонал, работающий в производственной лаборатории, должен владеть всеми правилами пожарной безопасности. С каждым работником проводится заблаговременный инструктаж. Помещение химика лаборанта относится к категории В1 – пожароопасная, т. к. работа производится с горючими и трудно горючими жидкостями, плавящимися материалами.

Для помещения данной категории используют порошковые огнетушители. На помещение площадью 25 м² необходим 1 кг порошка. Так как помещение производства составляет 28 м², то необходимо 2 кг порошка. Соответственно в производственной лаборатории должен быть огнетушитель типа ОП7. А также помещение должно быть оснащено системой пожарной безопасности.

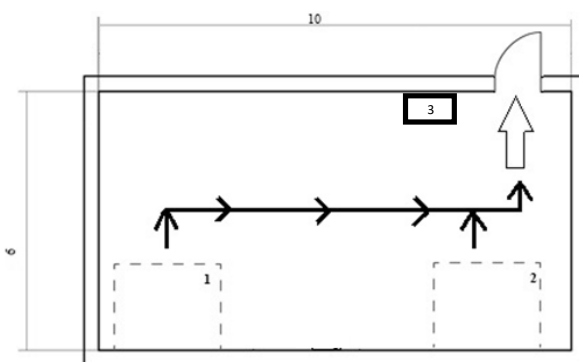


Рисунок 7.4 – План эвакуации при пожаре и размещение огнетушителей в рабочем помещении; 1 – рабочее место инженера, 2 – рабочее место оператора, 3 – огнетушитель.

Инструктаж по пожаробезопасности с персоналом должен проводиться при приеме на работу и с периодичностью не реже раза в год. Имеется один выход из лаборатории и два запасных выхода далее по коридору. В случае пожара в лаборатории, сотруднику необходимо немедленно прекратить работу и сообщить о пожаре непосредственному руководителю; сообщить о возникновении пожара по телефону “112” или “01”. Отключить от сети электрооборудование.

План эвакуации – это документ, оформление, разработка и размещение которого строго регламентируется ГОСТами. При подготовке документа важно точно знать какие части входят в ПЭ, что содержится в этих частях и как они выглядят.

Два основных ГОСТа, которые регламентируют разработку, создание и размещение планов:

ГОСТ Р 12.2.143–2009 «ССБТ. Системы фотолюминесцентные эвакуационные. Требования и методы контроля»;

ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования».

В вышеуказанной документации сказано, что план эвакуации представляет собой некий схематичный проект, где можно проследить путь для экстренного эвакуирования, на нем изображены эвакуационные и аварийные выходы, порядок проведения эвакуации.

7.8 Экологическая безопасность

К главным физиологическим условиям находящейся вокруг сферы, оказывающим отрицательное влияние на самочувствие человека, принадлежат электромагнитные излучения и электрический ток.

Электрическое поле в существенной степени проявляет вредоносное влияние на человека, а рабочее пространство диспетчера с экологической точки зрения никак не предполагает угрозы.

Компоненты, вступающие в структуру методик, никак не опасны для самочувствия людей и никак не являются загрязнителями находящейся вокруг среды. Составные детали системного блока индивидуального ПК имеют все шансы являться источниками пульсации в случае их износа или же неисправности. Вибрирование устраняется сменой повреждённого компонента на новейший компонент, степень шума, производимый ими, никак не превосходит возможных общепризнанных мерок. Экраны считаются основой электромагнитного излучения, однако таким образом, как оператор пребывает на расстоянии с ними, в таком случае вредоносного воздействия на тело и на находящуюся вокруг среду не оказалось.

В ходе деятельности организуются отходы, к коим принадлежат бумага, эластичные проводники, электрические компоненты модулей, лампы накаливания. Данные остатки утилизируются в контейнерах для мусора. За утилизацию жестких остатков организация совершает отчисления.

7.9 Обеспечение безопасности при угрозе чрезвычайных ситуаций

Основные виды деятельности управлений гражданской защиты и экстренных служб в случае угроз или чрезвычайных ситуаций в мирное и военное время включают:

предупреждает граждан об опасностях и информирует их о действиях, которые необходимо предпринять в текущей чрезвычайной ситуации;

- Эвакуация и расселение;
- Прогнозирование ситуации;
- техническая защита жителей и территорий;
- Радиационная и химическая защита;
- медицинская защита;
- Гарантия пожарной безопасности.

Меры по защите населения от чрезвычайных ситуаций принимаются силами и средствами предприятий, учреждений, организаций, органов местного самоуправления и органов исполнительной власти Российской Федерации, на территории которых возможна или возникла чрезвычайная ситуация.

Своевременное уведомление и информация.

Одной из важнейших мер защиты населения от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера является своевременное оповещение и информирование о возникновении или опасности.

Процедура уведомления включает в себя контрольную структуру единой государственной системы, участие должностных лиц и вооруженных сил в предупреждении и ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также вовлечение населения на соответствующей территории (субъект Российской Федерации, город, страна). короткое время). Город, район) заранее определенные сигналы, приказы и информация органов исполнительной власти и органов местного самоуправления субъектов Российской Федерации в отношении новых угроз и поведенческих установок в сложившихся обстоятельствах.

Ответственность за организацию и практическую реализацию отчета возлагается на руководителей исполнительных органов соответствующего уровня.

Выводы по разделу: в этом разделе рассмотрена постановка рабочего места оператора автоматизированной системы, отобраны нормативные значения эргономических характеристик рабочего места. Рабочее место оператора никак не предполагает экологической угрозы. Компоненты автоматизированной концепции никак не предполагают угрозы для самочувствия людей и никак не считаются загрязнителями находящейся вокруг среды. Кроме того, пересмотрены проблемы природной сохранности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной квалификационной работы:

– был произведен анализ системы электроснабжения объекта - ПС 35/6 кВ до модернизации, а также анализ технических показателей, характеризующих надежность данного объекта;

– выполнен расчет электрических нагрузок и токов короткого замыкания соответствующей подстанции, в качестве силовых трансформаторов выбраны трансформаторы ТДН - 10000/35; напряжение питающей линии 35 кВ, напряжение распределительной сети 6(10) кВ; по сечению проводов ВЛ - 35 кВ питающей трансформаторы ГПП выбран провод АС - 70/11; по сечению питающих фидеров выбран самонесущий алюминиевый кабель марки СИП-3 3х50, рассчитанный на допустимую токовую нагрузку 245 А;

– было выбрано силовое высоковольтное оборудование. В качестве выключателей на 35 кВ были выбраны вакуумные выключатели ВБЭС-35-31,5/630-1000. Для коммутации на низкой стороне и напряжении 6 кВ были использованы выключатели ВВЭ-СМ-10-40/1600 ХЛ1 на вводах и секционных ячейках, а также ВВУ-СЭЩ-Э-10 У2-1000;

– выполнен расчет релейной защиты и автоматики; выбрано оборудование ТОР 200-16К – Микропроцессорный терминал РЗА, предназначенный для осуществления функций защиты первичного оборудования, управления и сигнализации на объектах энергетики с напряжением 6(10)–35(110) кВ;

– проведены основные расчеты по выбранным моделям на токи короткого замыкания, максимальные рабочие токи, расчет относительных сопротивлений элементов короткого замыкания;

В результате проделанной работы была разработана система ЕС, отвечающая заданным требованиям надежности электроснабжения. Система представляет собой комбинацию электрических и переключающих устройств, которые необходимы для быстрого переключения в случае серьезного отказа линии питания. Оценка надежности электрооборудования подстанции после модернизации дает возможность охарактеризовать проведенную модернизацию - эффективной, поскольку показатели удовлетворяют требованиям:

- коэффициент готовности оборудования: $k_r = 0,99906$. ;
- коэффициент вынужденного простоя: $k_{п} = 0,0004$. ;
- вероятность безотказной работы в течение года: $p_0(t) = 0,99906$. ;
- среднее время безотказной работы $T_{ср} = 7,78$ лет.

В ходе проекта были выполнены все необходимые расчеты в соответствии с требованиями нормативных документов по кабельной разводке и безопасности эксплуатации электроустановок потребителей. Исследование проводилось с использованием следующей справочной литературы и с учетом требований нормативных документов и ГОСТ. В результате выполнения выпускных тезисов произведена модернизация системы ЭС ПС, которая отвечает всем заданным техническим требованиям по надежности, качеству и экономичности.

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ				

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 14.209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 июля 1985 г. : введ. впервые : дата введ. 1985-07-01 / разработан ООО «Техречсервис». - Москва : Стандартиформ, 1985. - 38 с. - Текст : непосредственный.

2. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 июля 1997 г. : введ. впервые : дата введ. 1985-07-01 / разработан ООО «Техречсервис». - Москва : Стандартиформ, 1997. - 38 с. - Текст : непосредственный.

3. ГОСТ Р 8.689-2009. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Методы испытаний [Текст] – Введ. 2010–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 23 с.

4. Ершов М.С., Анцифоров В.А. Причины и параметры кратковременных нарушений электроснабжения промышленных объектов // Территория НЕФТЕГАЗ, 2014, №10.

5. Защитное заземление электроустановок: метод. указания к курсовому и дипломному проектированию / НГТУ ; сост.: Т.М. Щеголькова, Е.И. Татаров [и др.] - Н. Новгород, 2011. – 19с. - Текст : непосредственный.

6. Ильичев Б.Н., Кулешов А.И., Серов В.А. Программный комплекс EnergyCS для проектирования электроэнергетических систем. // САДmaster. 2007, №1(36).

7. Инструкция по расчету электрических нагрузок : (PM-2696) : официальное издание : утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.08.01 № 218. - М.: Изд-во стандартов, 2001. - 41 с. - Текст : непосредственный.

8. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и производственных коммуникаций. СО 153-343.21.122-2003.

9. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник. Новосибирск: Издво НГТУ, 2004.

10. Левин, М.С. Методы теорий решений в задачах оптимизации систем электроснабжения: учеб. пособие / М.С. Левин, Т.Б. Лещинская. — М.: ВИПКэнерго, 1989. — 132 с.

11. Лещинская, Т.Б. Методы многокритериального выбора в инженерных задачах / Т.Б. Лещинская // Электрические аппараты и электротехнологии сельского хозяйства: сб. науч. трудов. — М.: МГАУ, 2002. — С. 3–21.

12. Лещинская, Т.Б. Многокритериальная оценка технико-экономического состояния распределительных электрических сетей / Т.Б. Лещинская, В.В. Князев. — М.: ФГОУ ВПО МГАУ, 2006. — 100 с.

13. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. — М.: КолосС, 2008. — 656 с.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

14. Магомет Р.Д., Березкина Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учебно-методический комплекс / - СПб.: Из-во СЗТУ, 2009, - 168 с.
15. Манов Н.А., Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / под ред. Н.А. Манова: 86 монография. Сыктывкар.: изд-во Коми научного центра УрО РАН, 2010. 292 с.
16. Марков С.И. Электроснабжение. Пособие. – Гомель: Самиздат, 2018. — 301 с.: ил.
17. Мелешин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Монография. Книга 1: С5.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006.–369 с.
18. Неклепаев Б.Н. Крючков И.П.. Электрическая часть электростанций и подстанций: – 5-е изд. -СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 608 с.
19. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие/ Б.Н. Неклепаев. - Изд. 5-е, перераб. и доп. - СПб.: БХВ-Петербург, 2013. – 417 с.
20. Никулов И.С. Комплекс БАВР/ И.С. Никулов // Новости электротехники. - 2015. - № 4. - С. 7-19
21. Оборудование и электротехнические устройства систем электроснабжения: справочник / под общ. ред. В. Л. Вязигина, В. Н. Горюнова, В. К. Грунина (гл. редактор). - Омск : Редакция Ом. науч. вестника, 2006. - 268 с.
22. Озерский В.М. Расчеты электроснабжения промышленных объектов напряжением до 1000 В: Учеб. пособие /В.М. Озерский, И.М. Хусаинов, И.И. Артюхов. Саратов: СГТУ, 2010. - 74 с.
23. Онисова О.А. Совершенствование релейной защиты электроэнергетических систем с малыми распределёнными электрическими станциями: дис. канд. техн. наук, Чувашский гос. Университет им. И.Н. Ульянова, Чебоксары, 2015.
24. ООО «Газпром нефть Новый Порт» [Электронный ресурс] // Современные проблемы науки и образования. – 2015. Режим доступа: <http://www.science-education.ru/113>.
25. Петрова С.С. Производство электроэнергии: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие/. С.С. Петрова, О.А. Васильева. 2012
26. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». М.: 2017. 196 с.
27. Правила устройства электроустановок : официальное издание : утв. от 14.06.05 : введ. в действие 23.07.85. - Москва : НЦ ЭНАС, 2017. - 944 с. - Текст : непосредственный.
28. Расчет токов трехфазных коротких замыканий в сетях напряжением выше 1000 В : метод. указания / ТюмГНГУ ; сост. : О.А. Бузинов, Г.Н. Усанов, Е.Н. Леонов. - Тобольск: ТюмГНГУ, 2013. - 44 с. - Текст : непосредственный.
29. Рекомендации по техническому проектированию подстанции переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ : (СО 153-34.35.120-2006) :

						13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			91

официальное издание : утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.06 № 187, приказом ОАО «Институт Энергопроект» от 03.07.06 № 18 эсп. - М.: Изд-во стандартов, 2006. - 32 с. - Текст : непосредственный.

30. Рекомендации по техническому проектированию подстанции переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ : (СО 153-34.35.120-2006) : официальное издание : утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.06 № 187, приказом ОАО «Институт Энергопроект» от 03.07.06 № 18 эсп. - М.: Изд-во стандартов, 2006. - 32 с. - Текст : непосредственный.

31. Ристхейн Э. М. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов [Текст] / Э. М. Ристхейн. М.: Энергоатомиздат, 2015. – 391 с.

32. ГОСТ 11.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Методы контроля. Введ. – 3 января 2017 г.. – М.: Изд-во стандартов, 2017. – 90 с.

33. ГОСТ 11.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введен в действие от 1 января 1989 г. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 10.01.2021 г.).

34. СанПиН 1.1.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.– URL: <http://docs.cntd.ru/document/420362948> (дата обращения 13.01.2021 г.).

35. СанПиН 1.1.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Введен в действие от 1 октября 1996 г. URL: <http://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 13.01.2021 г.).

36. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. № 197-ФЗ (с изм. от 29 декабря 2020 г.) // Собрание законодательства РФ. 2001. № 1 (ч. 10). Ст. 209 – 231.

37. Приказ Минздравсоцразвития России от 11.04.2011 N 302н (ред. от 06.01.2018) "Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров работников в организациях, осуществляющих деятельность в области использования ядерной энергии".

38. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. Введен в действие от 1 июля 2014 г. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200105707/> (дата обращения 10.01.2021 г.).

39. СП 51.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Введен в действие 5 августа 2017 г. URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 10.01.2021 г.).

40. ГОСТ 11.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. Введ. – 1991-02-03. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 80 с.;

41. ГОСТ Р 11.3.047-98. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 76 с.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

42. ГОСТ 11.3.046-91 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. Введ. –1991-05-17. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 90 с.
43. Правила устройства электроустановок: официальное издание: утв. от 14.06.05: введ. в действие 23.07.85. – М.: НЦ ЭНАС, 2017. – 944 с.
44. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учеб. / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин - М.: Энергоатомиздат, 2006. - 648с. - Текст : непосредственный.
45. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527 98 / под ред. Б. Н. Неклепаева. - Введ. 1998-03-23. - М. : ЭНАС, 2002. - 152 с.
46. Свиридов Ю.П. Проектирование систем электроснабжения Практикум. – Ульяновск: УЛГТУ, 2016. – 40 с.
47. Свод правил естественное и искусственное освещение : СП 52.13330.2011 : утв. М-вом регионального развития Рос. Федерации 27 12 2010 г. N 783 : введ. в действие с 20.05.2011 г. М.: Изд-во стандартов, 2011.
48. СО 153-34.35.514 «Инструкция по эксплуатации средств защиты от перенапряжения».
49. СТО 56947007-29.130.10.083-2011 «Типовые технические требования к элегазовым выключателям напряжением 10-750 кВ
50. Утегулов Б.Б., Свирина А.А., Кошкин И.В. Основы проектирования систем электроснабжения. Учебное пособие. — Костанай: КГУ, 2018. — 136 с. — ISBN 978-601-7955-66-3/
51. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией / Д.Л. Файбисович; ред. Д.Л. Файбисовича, - Изд. 4-е, перераб. и доп. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 478 с. - Текст : непосредственный.
52. Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35 ФЗ «Об электроэнергетике» с последующими изменениями // Сборник законодательства РФ. – 2003. - № 13. - Ст. 1178.
53. Федяков И.В. Износ оборудования - системная проблема всей электроэнергетической отрасли [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://infoline.spb.ru/pdf/infoline_2_08062011.pdf
54. Цанаев С.В. Газотурбинные и парагазовые установки тепловых электростанций. уч. пособ. /под. ред. Цанева С.В. – М.: Издательство МЭИ, 2002.– 584 с. "Об электроэнергетике" Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ [Текст] (ред. от 29.12.2017)
55. Чукреев Ю.Я. Электроснабжение и электрооборудование промышленных предприятий Учебное пособие. — Сыктывкар: Сыктывкарский лесной институт (СЛИ), 2018. — 73 с
56. Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». - Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006.
57. Широбокова О.Е., Кирдищев Д.В. Общая энергетика Учебно-методическое пособие. — Брянск: ГАУ, 2018. — 179 с

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

58. Шмурьев В.Я. Цифровая регистрация и анализ аварийных процессов в электроэнергетических системах. Учебное пособие. 2005.

59. Электротехнический справочник: в 4 т. Т 3:Производство, передача и распределение электрической энергии/ под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова. - 9-е изд., стер. - М.: Издательство МЭИ, 2013.- 964 с.

60. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. №1715-р [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026/> (дата обращения 28.03.2019).

61. Эрнст А.Д. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учеб. пособие/ А.Д. Эрнст. - Нижневартовск: НГГУ, 2012. —86 с. - Текст : непосредственный.

62. Ящура А.И. - Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования/ А.И. Ящура. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2010. – 504 с.- Текст : непосредственный.

					13.03.02.2021.349.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94