


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 25 » 06 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


на тему: Исследование надёжности электрических подстанций при переходе на цифровые технологии.

Исполнитель
студент группы 742-ом

 24.06.2019
подпись, дата


К.А.Ашиток

Руководитель
профессор,
доктор.техн.наук

 24.06.2019
подпись, дата


Н.В. Савина

Руководитель
магистерской
программы

 24.06.2019
подпись, дата


Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 25.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент

 25.06.2019
подпись, дата С.А. Парубенко.

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 02 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

- К магистерской диссертации студента Алиштон Кирилл Андреевич
- Тема магистерской диссертации: Исследование надежности электросети при переходе на цифровые технологии
(утверждено приказом от 02.03.19 № 531-УБ)
 - Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019
 - Исходные данные к магистерской диссертации: Материалы по предметной области
 - Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):
характеристики и статистические признаки цифровой нагрузки, статистика потребления Ручьев, Рачей показателей надежности PE нового поколения на примере PE Ручьевой районной подстанции. Надежность распределительного устройства 220 кВ PE-220 кВ Ручьев в периодичности цифровой нагрузки
 - Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 21 Таблица, 28 рисунки
 - Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним разделов) -
 - Дата выдачи задания 04.02.2019
- Руководитель магистерской диссертации: Савина Н.В. профессор, ф.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)
- Задание принял к исполнению (дата): 04
(подпись студента)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ХАРАКТЕРИСТИКА И ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ПРИЗНАКИ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИИ	6
1.1 Характеристика цифровой подстанции	6
1.2 Признаки цифровой подстанции	11
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ РУДНАЯ	16
2.1 Назначение ПС Рудная	16
2.2 Оборудование и Схема присоединения ПС Рудная	16
2.3 АСУ ТП ПС 220 кВ Рудная	19
3 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ ПС НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПС РУДНАЯ	24
3.1 Расчёт показателей надёжности распределительного устройства 220 кВ подстанции нового поколения ПС-220 кВ Рудная	26
3.2 Расчёт надёжности распределительного устройства 110 кВ подстанции нового поколения ПС-220 кВ Рудная	46
3.3 Расчёт показателей надёжности распределительного устройства 6 кВ подстанции нового поколения ПС-220 кВ Рудная	65
3.4 Вероятность безотказной работы силового автотрансформатора АТ2	76
4 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 220 КВ ПС-220 КВ РУДНАЯ В МОДИФИКАЦИИ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ	77
4.1 Расчёт показателей надёжности ПС-220 кВ Рудная в двух модификациях	104
ЗАКЛЮЧЕНИИ	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	105

ВВЕДЕНИЕ

Новые технологии производства современных систем управления перешли из стадии научных исследований и экспериментов в стадию практического применения. Разработаны и внедряются современные коммуникационные стандарты обмена информацией. Широко применяются цифровые устройства защиты и автоматики. Произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления. Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектами, позволяя создать подстанцию нового типа — цифровую подстанцию (ЦПС). Отличительными характеристиками ЦПС являются: наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею. В перспективе цифровая подстанция будет являться ключевым компонентом интеллектуальной сети (Smart Grid) [1].

Исследование процессов, развитие и внедрение цифровых технологий является одним из ключевых направлений программы инновационного развития ПАО «Россети» до 2016 года с перспективой до 2020 года. Концепция этой программы заключается в создании опытного полигона «Цифровая подстанция» на базе «Научно-технического центра ФСК ЕЭС», что говорит об актуальности выбранной тематики [2].

Цель диссертационной работы – исследование влияния перехода на цифровые технологии на надежность электрических подстанций .

Исходя из цели работы, для её реализации были поставлены и решены следующие **задачи**:

1. Определение признаков цифровой подстанции;
2. Углублённое изучение надежности электрических подстанций;
3. Изучение изменения показателей надежности при модернизации подстанции, внедрении цифровых технологий;
4. Составление схем замещения по надежности для двух типов подстанций, расчет составленных схем замещения по надежности;
5. Анализ полученных результатов.

Объект исследования – ПС - 220 кВ Рудная ПАО ФСК ЕЭС.

Предмет исследования – Надёжность подстанций

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем:

1. Учет при расчете нерезервированных соединённых элементов относящихся к цифровым подстанциям.
2. На основании влияния вторичных цепей на первичный элемент разработана схема замещения по надежности для распределительного устройства 220 кВ цифровой подстанции.

Практическая значимость работы:

1. Повышение надёжности при переходе на цифровую подстанцию
2. Разработанная схема замещения по надежности позволяет учитывать возможные отказы всех элементов цепочки, увеличивая этим точность вычислений вероятности безотказной работы. Так же разработанная схема помогает выявить риск возникновения отказа и предпринять необходимые меры по поддержанию требуемого уровня надежности.

Методы исследования

Решение задач, возникших в ходе выполнения работы, достигается путём комплексных аналитических исследований, которые опираются на базовые положения теории надежности.

Используемое ПО:

1. Microsoft Visio
2. MathType 6.0

1. ХАРАКТЕРИСТИКА И ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ПРИЗНАКИ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

1.1 Характеристика цифровой подстанции

В современном мире человечество не может обходиться без электричества, поэтому должны развиваться такие важные проблемы как совершенствование генерации электрической энергии, решение вопросов, связанных с эксплуатацией линий электропередач, модернизация и реконструкция действующих подстанций. Одним из важных моментов является переход подстанций на цифровую платформу.

Движение вперед обусловлено развитием в области измерительных трансформаторов, микропроцессорной техники, IT-технологий, без этого развития термин «цифровая подстанция» который подразумевает, что это подстанция, оснащённая информационно-технологическими и управляющими системами, в которой информационный обмен между её элементами осуществляется цифровыми информационными потоками, не имеет смысла [25]. Процессы, происходящие на такой подстанции, контролируются удаленно, управление коммутационными аппаратами (КА) происходит либо с автоматизированного рабочего места (АРМ) оперативного персонала, либо с пункта диспетчерского управления, в чьем ведении находится тот или иной КА.

Для осуществления регламента обмена сообщениями в такой сети управления разработан стандарт МЭК 61850[26]. При переходе на этот стандарт подстанции нового поколения обретают значительное количество преимуществ. Например, уменьшение количества кабелей, проложенных на территории ПС, контрольные кабели исключаются из этой цепочки, и как следствие уменьшение числа отказов и ошибочных действий защит, связанных с пробоем кабеля. Так как цифровая подстанция это будущее, то необходимо продолжать развивать тенденцию внедрения этих ПС в энергосистему. Эти действия обязывают учитывать возможные риски, производить расчет

показателей надежности, делать технико-экономические обоснования для новых проектных решений и быть готовыми предотвратить отказы.

Было изучено большое количество стандартов, гостов, статей и проектов в выбранных предметных областях, а именно в области цифровых подстанций и надежности электроснабжения. Эти знания позволили на примере подстанции нового поколения ПС 220кВ «Рудная» проанализировать действующую структурную схему и разработать топологическую структурную схему цифровой подстанции, которая представлена на рисунке 1.2.

Из рисунка 1.2 видно, что все устройства связаны между собой информационной сетью и все сигналы, включая мгновенные значения токов и напряжений оцифровываются непосредственно в аппарате при помощи устройств сопряжения с шиной процесса (УСП) и передаются в виде цифрового потока по средствам протокола Sampled Values (МЭК 61850-9-2)[27]. Использование этого протокола неразрывно связано с термином «шина процесса». Шиной процесса по МЭК 61850-1 называется коммуникационная шина данных, к которой подключены устройства полевого уровня подстанции (коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы). Технология SV — это интересная технология, которая повышает устойчивость системы РЗА к помехам и кардинально снижает количество медных проводников. Для обмена сигналами между устройствами РЗА, устройствами управления присоединения, РАС, ОМП, ККЭ и учета ЭЭ в цифровом виде используется протокол GOOSE [28], описанный главой МЭК 61850-8-1. Необходимо отметить, что УСП должно иметь возможность преобразования дискретных сигналов в GOOSE-сообщения, аналоговых сигналов – в Sampled Values и наоборот. Технология MMS [29] (протокол передачи данных по технологии «клиент-сервер».) в свою очередь позволяет стандартизировать выдаваемую «наверх» информацию от терминалов РЗА и других устройств.

МЭК-61850 задумывался как универсальный стандарт, который позволит упорядочить разрозненные решения различных производителей устройств релейной защиты и систем передачи данных, применяемых на подстанциях.

Стандарт получился относительно сложным именно из-за своей универсальности. Он описывает не только как передаются данные, но и закрепляет требования к описанию электрических систем на всех уровнях, начиная от уровня системы в целом, заканчивая конфигурацией отдельного терминала релейной защиты и автоматики (РЗА).

Согласно этим требованиям, система описывается в понятной и стандартизированной форме. Вся информация о конфигурациях хранится в файлах определенного формата. Это приводит к тому, что разработка систем на базе 61850 проста и понятна.

Кроме того, в стандарте прописаны требования по электромагнитной совместимости, по взаимозаменяемости устройств и т. д.

Значительная часть стандарта посвящена протоколам передачи данных — MMS и GOOSE. Согласно 61850 устройства РЗА объединены шиной, по которой сами устройства обмениваются данными между собой и передают эти данные на верхний уровень. Такая архитектура удобна тем, что применение технологической шины значительно уменьшает количество медных проводов, что упрощает настройку, проектирование и эксплуатацию системы.

Данные от терминалов релейной защиты по станционной шине могут передаваться на верхний уровень оператору, кроме того, у контролирующих органов, имеющих соответствующий уровень доступа, есть возможность получать оперативные данные с любой подстанции и с любого терминала РЗА. Эта информация позволяет контролировать деятельность подчиненных служб, что повышает надежность энергетических объектов в целом.

Возможность такого гибкого конфигурирования информационных потоков появилась, благодаря той части стандарта, которая посвящена передаче данных.

Основными протоколами передачи данных, согласно стандарту МЭК-61850, являются протоколы MMS и GOOSE.

MMS используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA систему для дальнейшей визуализации, а GOOSE — для обмена данными между терминалами.

Важной особенностью протоколов является гарантированная доставка сообщений, а скорость передачи данных у MMS и GOOSE выше, чем у других протоколов передачи данных, таких как, например, Modbus.

Взаимозаменяемость отдельных компонентов системы достигается за счет стандартизации протоколов передачи данных, а также за счет жестких требований по совместимости оборудования.

Системы, построенные на 61850, проще обслуживать из-за уменьшения количества кабельных линий связи, что положительно сказывается на надежности системы в целом.

Архитектура системы интуитивно понятна, в результате разработчики и интеграторы тратят меньше времени на понимание архитектуры конкретного объекта и, как следствие, значительно снижается стоимость проектирования и интеграции.

Обслуживание таких систем по сравнению со стандартными в целом проще, хоть и предъявляет несколько иные требования к опыту персонала.

К недостаткам можно отнести повышенную сложность и новизну стандарта. У разработчиков и интеграторов мало опыта построения подобных систем, но этот недостаток, очевидно, временный.

Еще одним недостатком систем, построенных на 61850, является повышенная стоимость микропроцессорного оборудования РЗА, однако, нужно помнить, что применение 61850 дает ряд преимуществ, именно поэтому,

количество подстанций по всему миру, построенных на основе 61850, увеличивается.

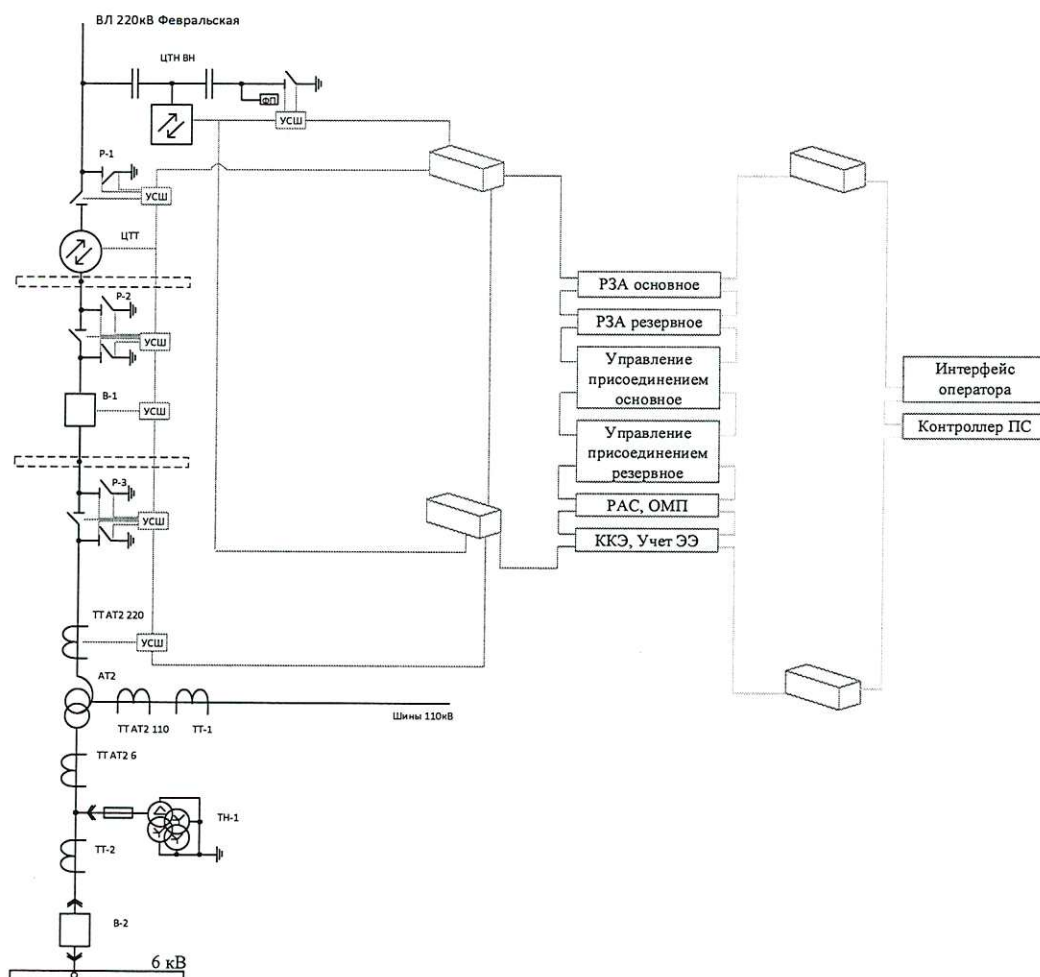


Рисунок 1.2 Топологическая структурная схема РУ-220кВ

В сравнении со структурой традиционных подстанций старого и нового поколения изменяется и структура построения топологической схемы цифровой подстанции, и как следствие общая схема замещения по надежности. Во внимание при расчете принимается уже больше условий. Например, надежность выключателя зависит не только от характеристик, выдаваемых заводом изготовителем, но и от характеристик УСЦ, параметров линии ВОЛС, по которой происходит обмен данными, так же учитывается надежность коммутаторов, терминалов РЗА, при расчете надежности выключателя следует учесть правильную работу интерфейса оператора. Таким образом, эти факторы

требуется учитывать для правильного и точного определения показателей надежности цифровой подстанции.

1.2 Признаки цифровой подстанции

На сегодняшний день в энергетике встречается формулировка понятий следующих типов подстанций: традиционные подстанции старого и нового поколения, цифровые подстанции. Но до сих пор нет четких признаков, по которым можно отнести подстанции к тому или иному типу.

Разделение традиционных подстанции на подстанции старого поколения и нового поколения обусловлено наличием или отсутствием определенного типа оборудования и систем. Силовое и коммутационное оборудование, измерительные трансформаторы [3] на подстанции старого и нового поколения применяются идентичные. Отличие подстанции старого поколения заключается в использовании электромеханических устройств релейной защиты, и как следствие в отсутствии автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) [4-5]. Подстанции же нового поколения в обязательном порядке оснащаются АСУТП, устройства релейной защиты заменяются на микропроцессорные терминалы, предполагается использование видеорегистрации технологических процессов.

В то время как традиционная подстанция имеет вековую историю, цифровая подстанция (ЦПС) – это принципиально новый объект. Цифровая подстанция является элементом активно-адаптивной (интеллектуальной) электросети с системой контроля, защиты и управления, основанной на передаче информации в цифровом формате [6]. В основе решений по созданию цифровых подстанций лежит использование стандарта МЭК 61850 [7]. Концепция построения цифровой подстанции – это одно из наиболее перспективных направлений в электроэнергетике. Одно из отличий ЦПС – замена большинства физических аналоговых и дискретных связей (токовые цепи, цепи напряжения, оперативные цепи) цифровыми – оптоволокну или витая пара. Так же особенностью цифровой подстанции является появление

цифровых трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) [8-11]. Их общими свойствами являются повышенная точность не только в номинальном, но и в аварийных режимах, а также возможность преобразования аналоговых параметров в цифровую форму непосредственно в комплексе технических средств, относящихся к цифровому трансформатору тока или напряжения. [12], Как следствие, передача информации происходит в режиме реального времени [13] Можно отметить, что оцифровка сигналов в их источнике уменьшает риск поражения электрическим током для персонала, создавая более безопасную рабочую среду [14-15]. Появляется преимущество в виде снижения расхода кабелей и увеличение пространства, эффективное и более легкое обслуживание. Но есть и недостаток, для обслуживания оптоволоконной сети требуется персонал с более высокой квалификацией [16]. Появляется различие и в структуре ЦПС, разделение информационной шины на две составляющие – шину процесса и станционную шину. Так же отличительной чертой построения системы автоматизации ЦПС является новый, отличный от традиционного, «полевой» уровень, который включает в себя инновационные устройства первичного сбора информации: выносные УСШ, цифровые измерительные трансформаторы, встроенные микропроцессорные системы диагностики силового оборудования и т. д. [17]. Силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков, специализированными системами мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУТП без использования дискретных входов и датчиков [18-20]. Тема цифровой подстанции является относительно новой, но уже в настоящее время в мире насчитывается более 100 ЦПС в Китае, США, Канаде и других странах [21-22].

Таким образом проанализировав информационные источники можно разделить сравнительные признаки на 3 группы, рис.1.1.



Рисунок 1.1 – классификация трансформаторных подстанций

Из рисунка 1.1 видно, что традиционная подстанция нового поколения является переходной стадией между традиционной подстанцией старого поколения и цифровой подстанцией. Общие черты подстанций заканчиваются на силовом(трансформаторах и автотрансформаторах) и коммутационном оборудовании(выключатели, разъединители и т.д) существуют так же современные КРУЭ так как они не меняются мы их рассматривать не будем. Можно отметить, что у традиционной подстанции старого поколения отсутствует ряд систем и устройств в сравнении с цифровой подстанцией. Так же если сравнивать оборудование релейной защиты и автоматики можно сделать вывод о том, что оборудование выполняет идентичные функции, но базируется на принципиально различных устройствах. В итоге при рассмотрении отличительных особенностей подстанций были сформированы отличительные признаки, по которым можно классифицировать подстанции.

В результате реконструкций подстанции обычно переживают 4 стадии перехода от традиционной к цифровой подстанции [23]:

1. Традиционная подстанция старого поколения с несколькими РУ высокого напряжения, щитом управления, на котором установлены все шкафы вторичных систем измерения, учета, устройств релейной защиты выполненной на электромеханической базе. Кабельные связи протяженные, оптимизация невозможна.

2. Новые подстанции со зданиями релейных панелей (ЗРП), расположенными на открытых распределительных устройствах вблизи системы шин или секции шин, в ЗРП размещены почти все шкафы вторичных систем данной системы шин или секции шин так же релейные панели могут располагаться в ОПУ, в модульных зданиях и КРУЭ. Кабельные связи становятся менее длинными. На главном щите управления у оперативного персонала остаётся оборудование диспетчеров и систем связи.

3. Цифровая подстанция (1 этап) — предполагается установка цифровых трансформаторов тока и напряжения. Замена медных связей вторичных аналоговых цепей тока и напряжения на оптоволоконные, оптимизация вторичных микропроцессорных терминалов за счет исключения аналого-цифровых преобразователей, промежуточных трансформаторов тока и напряжения.

4. Цифровая подстанция (2 этап) — все информационные потоки в цифровом поле, контроль, управление, видеонаблюдение осуществляются дистанционно с удаленного диспетчерского пункта с помощью геоинформационных технологии.

К преимуществам цифровых подстанций можно отнести [24]:

- снижение расхода медных кабелей на 80% (для магистральных подстанций с ОРУ) и замена их на оптоволоконный кабель;
- снижение числа подключений между первичным оборудованием и вторичными цепями;
- сокращение сроков монтажа кабельных связей на 40%;

- уменьшение числа панелей;
- сокращение на 40-50% времени перерывов в передаче электроэнергии при реконструкции подстанций;
- эффективное обслуживание и быстрый и безопасный процесс тестирования силового оборудования и вторичных систем.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ РУДНАЯ

2.1 Назначение ПС Рудная

Схема энергосистемы Амурской области предполагает дальнейшее развитие, связанное со строительством нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», космодрома «Восточный» и золотодобывающих перерабатывающих предприятий ЗАО «УК «Петропавловск».

Проектируемая ПС 220 кВ Рудная предназначена для усиления электроснабжения рудников на Маломырском и Албынском месторождениях. Основная цель — разработка технологических и конструктивных решений для строительства новой ПС 220 кВ Рудная. ПС Рудная располагается южнее поселка Коболдо в лесополосе со стороны захода 110 кВ на существующую ПС 110 кВ Коболдо. Проектируемая подстанция присоединяется к энергосистеме по новой ВЛ 220 кВ ПС Февральская - ПС Рудная и по двум проектируемым линиям ВЛ 110 кВ ПС Коболдо – ПС Рудная. Принятая схема по стороне 220 кВ 2 Блока с автоматизированной ремонтной перемычкой.

2.2 Оборудование и Схема присоединения ПС Рудная

Автотрансформатор трёхобмоточный 63000/220/110/6 с РПН в обмотке 110 кВ.

- принятая схема по стороне 220 кВ 2 Блока с автоматизированной ремонтной перемычкой.

- распределительное устройство 110 кВ выполнено как одна рабочая секционированная выключателем система шин

- распределительное устройство 6 кВ – одна рабочая система шин.

Линия ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная питает ПС Рудная через ячейку с выключателем 220 кВ, от средней обмотки трансформатора через вводную ячейку запитано ОРУ 110 кВ. На секции шин 110 кВ через выключатели

подключены блоки управляемых статических компенсаторов (БСК) по 26 Мвар и две планируемые отходящие ВЛ 110 кВ Рудная-Коболдо.

Обмотка низкого напряжения 6кВ подключается к вводной ячейке КРУ 6 кВ на первую секцию шин. К КРУ 6 кВ подключаются ТСН 1 и ТСН 2 на разные секции шин.

Основное электрооборудование ПС Рудная: выключатели и разъединители 220, 110 кВ рассчитаны на отключающую способностью 40 кА оборудование подстанций выбрано по условиям работы в нормальном режиме и режимах продолжительных аварийных перегрузок.

В настоящее время реализована схема 1 блок как временная.

При выборе устанавливаемого высоковольтного оборудования 220 кВ учтены общие технические требования к подстанциям нового поколения

- применение современного основного электротехнического оборудования, имеющего повышенную эксплуатационную надежность, отечественного или зарубежного производства;
- высокая степень автоматизации процессов с контролем и управлением;
- высокий коэффициент полезного использования территории подстанции.

В качестве силового трансформатора принимается трехфазный трёхобмоточный автотрансформатор мощностью 63 МВА, напряжением 220/110/6 кВ. Трансформатор имеет встроенное устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), позволяющие регулировать напряжение в сети 110 кВ. Отдельно устанавливаемые трансформаторы тока и напряжения обеспечивают требуемые условия работы РЗА и АИИСКУЭ. Для защиты вводов, силовых обмоток трансформаторов 220 кВ и 110 кВ, ТН устанавливаются ОПН. Ограничители перенапряжений взрывобезопасны и обладают необходимым защитным уровнем и достаточной энергоемкостью.

Собственные нужды ПС. Напряжение 6 кВ со вторичной обмотки автотрансформатора АТ-1 предусмотрено только для питания собственных

нужд подстанции. Установка трансформатора собственных нужд ТСН1 предусмотрено в ОПУ в помещении ЗРУ 6 кВ, в котором находятся и панели КРУ 6 кВ. Энергообеспечение площадки строительства на период проведения строительно-монтажных работ осуществляется посредством установки КТП 6/0,4 кВ, питающегося по ВЛ 6 кВ от ПС 110 кВ Коболдо. Данную КТП требуется установить стационарно у здания ОПУ и использовать при эксплуатации ПС 220 кВ Рудная в качестве второго источника питания для собственных нужд ПС.

Система оперативного постоянного тока. Для питания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики постоянным оперативным током, на подстанции предусматривается установка двух аккумуляторных батарей емкостью. Для каждой аккумуляторной батареи предусмотрен отдельный щит постоянного тока. Размещение АБ и щитов постоянного тока централизовано в здании ОПУ. АБ работает в режиме постоянного подзаряда с двумя включенными на шинки щита постоянного тока (ЩПТ) зарядно-подзарядными агрегатами (ЗПА). При этом нагрузку несет только один агрегат, напряжение на выходе которого выше. Допускается работа нескольких ЗПА на общую нагрузку в режиме деления тока. Для поддержания напряжения у потребителей на постоянном уровне в схеме оперативного постоянного тока устанавливаются два стабилизатора напряжения. ЩПТ должен быть универсальным и позволять работать как с двумя, так и с одной секцией шинок от АБ. При отключении одной АБ, все шинки ЩПТ должны оставаться в работе и подключаться к другим питающим шинкам с помощью соответствующих ремонтных перемычек. Система постоянного оперативного тока имеет трехуровневую защиту. Аппараты сети постоянного тока отвечают требованиям селективности, надежности, чувствительности, резервирования и быстродействия.

Компоновка ПС предусматривает последовательное расположение ОРУ 220 кВ – Автотрансформатор 63000/220/110/6 – ОРУ 110 кВ. Данное решение

принято наиболее рациональным исходя из местоположения площадки ПС относительно заходов ВЛ 220 и 110 кВ.

Заходы ЛЭП 220 и 110 кВ приняты в воздушном исполнении. ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная заходит на ПС с северной стороны, отходящие ВЛ 110 кВ Рудная - Коболдо выходят с противоположной северной стороны ПС.

2.3 АСУ ТП ПС 220 кВ Рудная

создается для решения следующих задач:

1. Технологические – сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования; – контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы и вывод их на экран; – представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС); отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы; – дистанционное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, привод РПН), а также резервное управление при отказах верхнего и среднего уровня АСУ ТП; – удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, ПА, АСУ ТП: переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение включение отдельных функций и др.; – программные блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА); – технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация;

Регистрация событий собственными средствами и посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, ПА, РАС и др.; – определение места повреждения на ВЛ (ОМП), включая получение и

представление данных от автономных систем РЗА, РАС; – мониторинг параметров качества электроэнергии специализированными устройствами ККЭ; – информационное взаимодействие с автономными цифровыми системами (РЗА, ПА, РАС, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам; – обмен оперативной информацией с верхними уровнями управления; – обмен неоперативной технологической информацией с верхними уровнями управления; – контроль уровней напряжения на главных шинах подстанции.

Интегрированный учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения.

Общесистемные: – организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций; обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни; – тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации; – организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций; – синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени; – архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени; – защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям; – документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала; – автоматизированное проектирование, программирование и конфигурирование.

АСУ ТП ПС 220 кВ Рудная основывается на современных информационно-технологических принципах с использованием современных программных и технических средств и строится на базе контроллеров SPRECON-E-C производства фирмы Sprecher Automation GmbH (Австрия), поставляемых компанией «АО РТСофт». Основным протоколом обмена информацией между устройствами, входящими в состав АСУ ТП, и МП РЗА

подстанции является МЭК 61850-8. Информационный обмен с прочими автономными системами выполняется с использованием различных стандартных протоколов, в случае, если эти системы не поддерживают МЭК 61850-8. АСУ ТП ПС 220 кВ Рудная строится как многоуровневая распределенная человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени. Структурная схема АСУ ТП отображает основные решения по конкретной ПС с учётом размещения технических средств АСУ ТП в зданиях и помещениях. Структурная схема комплекса технических средств (КТС) АСУ ТП представлена в данном томе. Предусмотрена возможность аппаратного и программного расширения. В ПТК АСУ ТП выделены нижний (полевой), средний и верхний уровни. К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. С их помощью обеспечивается сбор информации и выдача команд управления, необходимые для функционирования системы в целом. Контроллеры SPRECON-E-C выполняют функции устройств сопряжения с объектами (УСО), коммуникационных контроллеров для связи с устройствами, не поддерживающими протокол МЭК 61850, и контроллеров оперативной блокировки разъединителей (ОБР). Центральные процессоры контроллеров имеют встроенные коммутаторы с двумя оптическими портами для работы в кольцевой сети по протоколу МЭК 61850. Контроллеры оснащены черно-белыми графическими дисплеями, позволяющими осуществлять управление соответствующими устройствами подстанции непосредственно с контроллера. В качестве измерительных преобразователей используются устройства ЭНИП-2, передающие информацию по протоколу МЭК 61850. Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации между нижним и верхним уровнями комплекса, смежными автоматическими и автоматизированными системами, верхними уровнями управления. Средний уровень включает в себя перечисленные ниже технические средства. – Стационарный контроллер SPRECON-E-C, представляющий собой

резервированный контроллер, собирающий информацию с контроллеров нижнего уровня SPRECON-E-C и передающий ее по выделенным

каналам связи на вышестоящие уровни управления (РДУ, ЦУС, ПМЭС). Станционные контроллеры размещаются в шкафах серверов АСУ ТП (основном и резервном). – Коммутаторы GRS1130, RedBox RED25 и маршрутизаторы Cisco, выполняющие функции резервирования каналов и разделения сетей. Маршрутизаторы размещаются в шкафах серверов в помещении релейных панелей; коммутаторы размещаются в шкафу локальной вычислительной сети в помещении релейных панелей. – Систему единого времени (СЕВ), реализованную на базе NTP-серверов точного времени ЭНКС-2 (основного и резервного). NTP-серверы точного времени ЭНКС-2 посредством цифрового интерфейса Ethernet 100 Мбит/с подключаются к ЛВС через коммутаторы GRS1130. Данные синхронизации передаются посредством ЛВС подстанции всем устройствам, подключенным к вычислительной сети. К верхнему уровню относятся средства передачи, централизованного хранения и представления информации, а также АРМ оперативного и инженерно-технического персонала. Технические средства верхнего уровня распределены по службам подстанции. Верхний уровень включает в себя перечисленные ниже технические средства. – Сервер SCADA/БД - резервируемый сервер базы данных и SCADA, на котором концентрируется вся информация с устройств среднего и нижнего уровней, включая все параметры нормального и аварийного режимов, поступающие от всех подсистем. Сервер SCADA/БД получает данные, относящиеся к технологическому процессу, и помещает их в базу данных процесса. Собранные информация используется для визуализации на дисплеях АРМ, сохранения в архивы, расчетов, вывода на печать. В качестве массива хранения информации применены SAS-накопители, объединенные в RAID-массив 5 уровня с поддержкой «горячей» замены. Серверы комплектуются дублированным Ethernet-интерфейсом, подключенным к различным коммутаторам ЛВС. – Сервер ССПТИ – резервированный сервер, получающий сигналы ТС, ТИ от сервера АСУ ТП SCADA/БД и передающий их

в ЦУС. ССПТИ является инфраструктурной подсистемой автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечивающей сбор, хранение и представление технологической информации с объектов управления АСТУ (автоматизированных подстанций ЕНЭС), и охватывает все уровни иерархии технологического управления ОАО «ФСК ЕЭС». Сервера ССПТИ (основной и резервный) расположены в шкафах серверов АСУ ТП. Сервера ССПТИ осуществляют следующие функции: – сбор и предварительную обработку поступающей технологической информации; – передачу технологической информации в ПТК ССПТИ ЦУС ПМЭС; – промежуточное хранение данных (при недоступности канала связи для передачи данных на вышестоящий уровень).

3. РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ ПС НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПС РУДНАЯ .

В соответствии с ГОСТ Р 27.002-2009 «Надежность в технике. Термины и определения» [30] надежность трактуется как свойство готовности и влияющие на него свойства безотказности и ремонтпригодности и поддержка технического обслуживания. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его пребывания может включать готовность, безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенное сочетание этих свойств.

В соответствии с [31] для количественной оценки надежности применяются количественные показатели оценки отдельных ее свойств: безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости, а также комплексные показатели, характеризующие готовность и эффективность использования технических объектов (в частности, электроустановок).

Эти показатели позволяют проводить расчетно-аналитическую оценку количественных характеристик отдельных свойств при выборе различных схемных и конструктивных вариантов оборудования (объектов) при их разработке, испытаниях и в условиях эксплуатации. Комплексные показатели надежности используются главным образом на этапах испытаний и эксплуатации при оценке и анализе соответствия эксплуатационно-технических характеристик технических объектов (устройств) заданным требованиям.

Основные показатели надежности, использованные в работе:

- Вероятность безотказной работы – вероятность выполнить требуемую функцию при данных условиях в интервале времени. Формула нахождения при экспоненциальном законе распределения:

$$P = e^{-\lambda \cdot t} . \quad (3.1)$$

- Вероятность отказа – вероятность того, что устройство откажет хотя бы

один раз на заданном интервале времени

$$q = 1 - p. \quad (3.2)$$

- интенсивность отказов

$$\lambda(t) = \text{const}. \quad (3.3)$$

- Нарботка до отказа – наработка, накопленная от первого использования изделия или от его восстановления до отказа.

$$T = \frac{1}{\lambda}. \quad (3.4)$$

Таким образом, зная среднее время безотказной работы T (или постоянную интенсивность отказов λ), можно в случае экспоненциального распределения найти вероятность безотказной работы для интервала времени от момента включения объекта до любого заданного момента t .

В работе присутствует множество элементов, для которых произведен расчёт показателей надёжности, расчётный срок принят по наименьшему сроку проведения технического обслуживания (ТО). Для некоторых элементов автоматизированной системы управления технологическим процессом срок проведения (ТО) составляет три месяца, в то время как интервал между проверками терминалов релейной защиты составляет четыре года.

Формулы, к которым возможны ссылки в работе.

- Вероятность безотказной работы соответствующая заводским характеристикам:

$$P_{(T)} = e^{-\lambda_{(T)}t}. \quad (3.5)$$

Интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1:

$$\lambda_1 = l_1 \cdot \lambda_0, \quad (3.6)$$

где λ_0 - удельная интенсивность отказов линии.

3.1 Расчёт показателей надежности распределительного устройства 220 кВ подстанции нового поколения ПС-220 кВ Рудная

Для сравнения численных показателей надежности необходимо провести расчёт для РУ-220 кВ в исполнении подстанции нового поколения. Отличительные особенности заключаются в том, что отсутствует оптоволоконная связь между силовыми элементами первичной схемы, все связи между устройствами выполнены в меди, так называемые контрольные кабели.

Измерительные трансформаторы традиционные, основанные на электромагнитном принципе работы. Отсутствуют датчики первичного сбора информации.

Так как ПС-220кВ Рудная является подстанцией нового поколения, то в соответствии с классификацией, приведенной в первом разделе работы, АСУТП в обязательном порядке должна присутствовать. Необходимо отметить, что АСУТП оказывает влияние на коммутационные аппараты.

АСУТП ПС 220 кВ Рудная основывается на современных информационно-технологических принципах с использованием современных программных и технических средств и строится на базе контроллеров SPRECON-E-C. АСУТП ПС 220 кВ Рудная строится как многоуровневая распределенная человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени [39].

В программно-техническом комплексе (ПТК) АСУТП выделены нижний (полевой), средний и верхний уровни.

К нижнему уровню относятся устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. С их помощью обеспечивается сбор информации и выдача команд управления, необходимые для функционирования системы в целом.

Контроллеры SPRECON-E-C выполняют функции устройств сопряжения с объектами (УСО), коммуникационных контроллеров для связи с устройствами, не поддерживающими протокол МЭК 61850, и контроллеров оперативной блокировки разъединителей (ОБР).

Средний уровень образуют устройства концентрации, обработки и передачи информации между нижним и верхним уровнями комплекса, смежными автоматическими и автоматизированными системами, верхними уровнями управления.

Средний уровень включает в себя перечисленные ниже технические средства:

- Стационарный контроллер SPRECON-E-C, представляющий собой резервированный контроллер, собирающий информацию с контроллеров нижнего уровня SPRECON-E-C и передающий ее по выделенным каналам связи на вышестоящие уровни управления (РДУ, ЦУС, ПМЭС).

Стационарные контроллеры размещаются в шкафах серверов АСУТП (основном и резервном).

К верхнему уровню относятся средства передачи, централизованного хранения и представления информации, а также АРМ оперативного и инженерно-технического персонала.

Для унификации расчёта надёжности ПС любого исполнения с учётом устройств АСУТП или цифровых устройств предложена топологическая единица приведённая на рис 3.7.

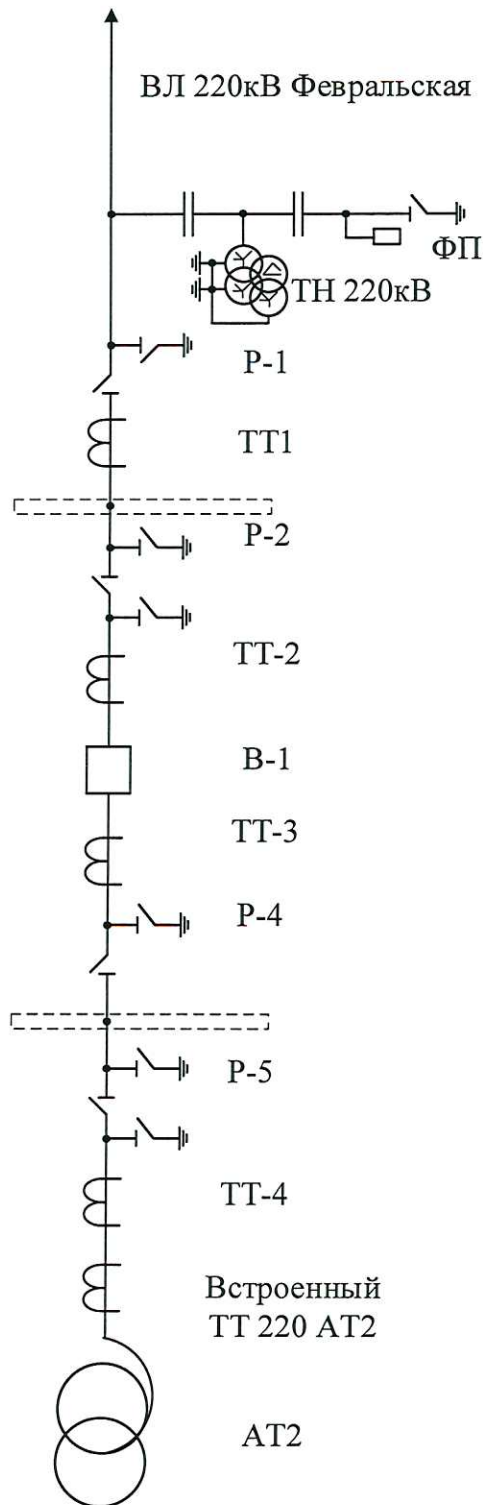


Рисунок 3.6 – Топологическая единица для анализа надёжности с учётом средств автоматизации и цифровизации

К кернам трансформатора тока ТТ1 подключены устройства АИИС КУЭ, измерения АСУТП, ОМП, РАСП и в случае потери работоспособного состояния трансформатора ТТ1 отказ во всей цепочки не произойдет, поэтому в

схему замещения по надежности данный трансформатор не включен. Трансформаторы тока ТТ-2 и ТТ-3 встроены во ввода выключателя объединены в общий блок, так как имеют общие показатели надежности.

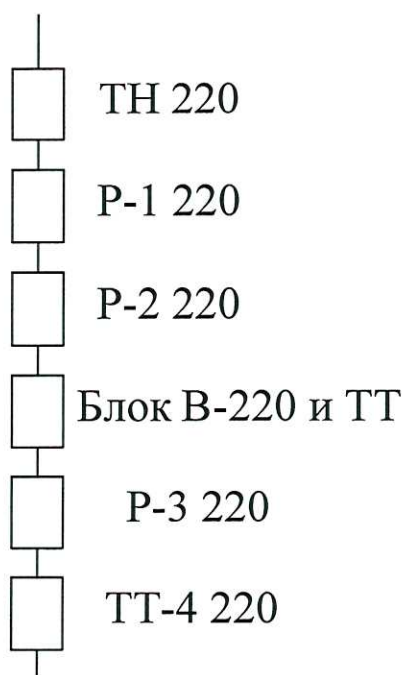


Рисунок 2.7 – Схема замещения по надежности РУ-220 кВ

После построения схемы замещения, рисунок 2.7, произведем поэлементный разбор силовых устройств, определим какие факторы оказывают влияние на полную вероятность безотказной работы конкретного элемента.

Расчет полной вероятности безотказной работы трансформатора напряжения 220 кВ

Надежность трансформатора напряжения будет зависеть от технических характеристик, которые закладывает завод изготовитель. Влияние так же оказывает контрольный кабель, проложенный от распределительного устройства до оперативного пункта управления, где установлены терминалы защит, к которым ТН подключен, элементы расположены последовательно, так как в случае отказа одного из них произойдет отказ всей цепочки. Важную роль играют и терминалы основной (ДЗЛ+КСЗ) и резервной (КСЗ РС) защит.

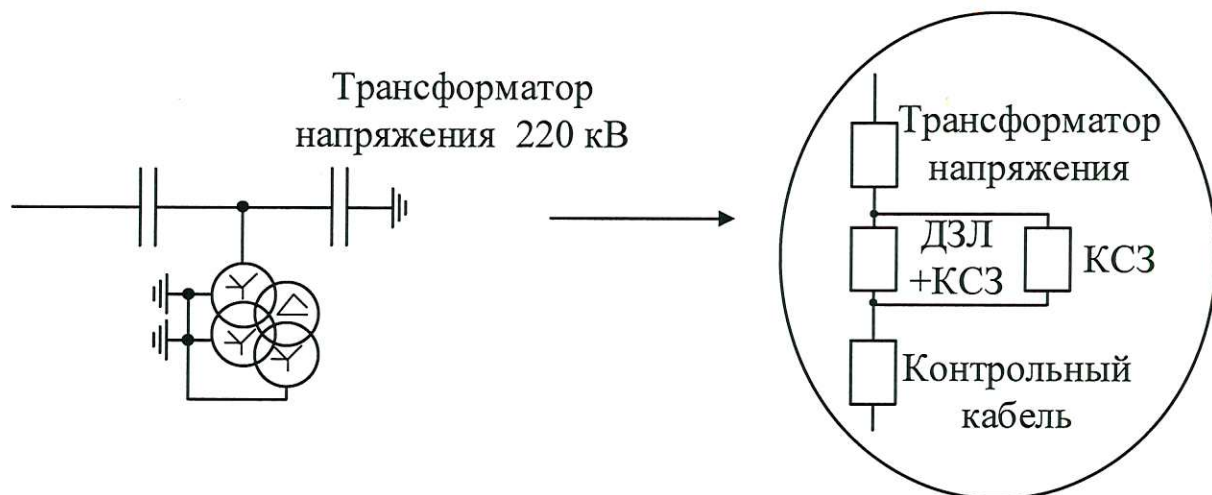


Рисунок 3.8 – Схема замещения по надежности трансформатора напряжения 220 кВ

-ВБР, согласно схемы замещения, рисунок 2.8, найдем по формуле (2.25)

$$R_{ТН220} = R_{ТН220(Т)} \cdot R_{\text{БлокРЗА}} \cdot R_{\text{К.кабель}}, \quad (3.25)$$

где $R_{ТН220(Т)}$ - ВБР, определяется техническими характеристиками измерительного трансформатора напряжения;

$R_{\text{БлокРЗА}}$ - включает в себя ВБР основной и резервной защит, определяется:

$$R_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{КСЗ}} \cdot t}), \quad (3.26)$$

где $\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}}$, $\lambda_{\text{АУВ}}$ интенсивность отказов терминалов ДЗЛ+КСЗ и КСЗ соответственно;

$R_{\text{К.кабель}}$ ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений:

$$P_{K, \text{кабель}} = e^{-\lambda_{L1} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{L2} \cdot t}, \quad (3.27)$$

где λ_{L1} -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, определим по формуле (2.6)

Данные для расчета приведены в таблице 2.6, справочные данные приведены в [37, 41-42]

Таблица 3.6 – Основные показатели для расчета надежности трансформатора напряжения 220 кВ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Измерительный трансформатор напряжения (НДКМ-220 УХЛ1 – 9 000 пФ, Энергия)	-	$0,4 \cdot 10^{-6}$
Терминал РЗ ДЗЛ+КСЗ (Бреслер-0117.532, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ КСЗ(Бреслер-0117.510, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)	-	$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет ВБР трансформатора напряжения 220 кВ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР измерительного трансформатора напряжения, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (3.6)

$$P_{TH(T)} = e^{-0,4 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,999.$$

- ВБР блока РЗА определяем по формуле (3.20):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в литературе [42]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 266 метров, кабель проложен от РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположены терминалы защит, соединение разомкнутый треугольник;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – – 266 метров, кабель проложен от РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположены терминалы защит, соединение звезда;

Определим параметры контрольного кабеля, формулы (2.6, 2.27):

$$\lambda_{L1} = l_1 \cdot \lambda_{0L} = 266 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 15,6 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L2} = l_2 \cdot \lambda_{0L} = 266 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 15,6 \cdot 10^{-7},$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-15,6 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot e^{-15,6 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,994.$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем полную вероятность безотказной работы измерительного трансформатора напряжения 220 кВ, по формуле (2.25)

$$P_{\text{ТН}} = 0,999 \cdot 0,999 \cdot 0,994 = 0,992.$$

Полученные результаты занесем в таблицу 3.2.5.

Расчет полной вероятности безотказной работы разъединителей

На надежность разъединителей оказывают влияние не только заводские параметры, так как данные коммутационные аппараты управляются при помощи АСУТП, эта система так же вносит возможность отказа оборудования. Схема замещения по надежности представлена на рисунке 3.2.4.

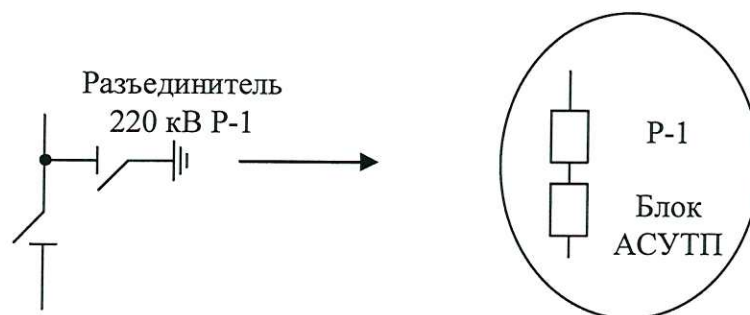


Рисунок 3.9 – Схема замещения по надёжности разъединителя P-1 220кВ.

В соответствии со схемой замещения, представленной на рисунке 3.9 вероятность безотказной работы определим по формуле:

$$P_{P-1} = P_{P-1(T)} \cdot P_{\text{БлокАСУТП}} \quad (3.28)$$

Произведем расчёт ВБР Блока АСУТП.

Составим схему замещения по надежности в соответствии с системой построения АСУТП [39]. Надёжность Блока АСУТП зависит от контрольных кабелей, проложенных от терминала АУВ до контролера присоединения, от кабеля витая пара проложенного для связи во все дальнейшие устройства, от коммутаторов, которые обеспечивают закольцованную схему и повышают надежность, от контроллеров и АРМа оперативного персонала (АМП ОП).

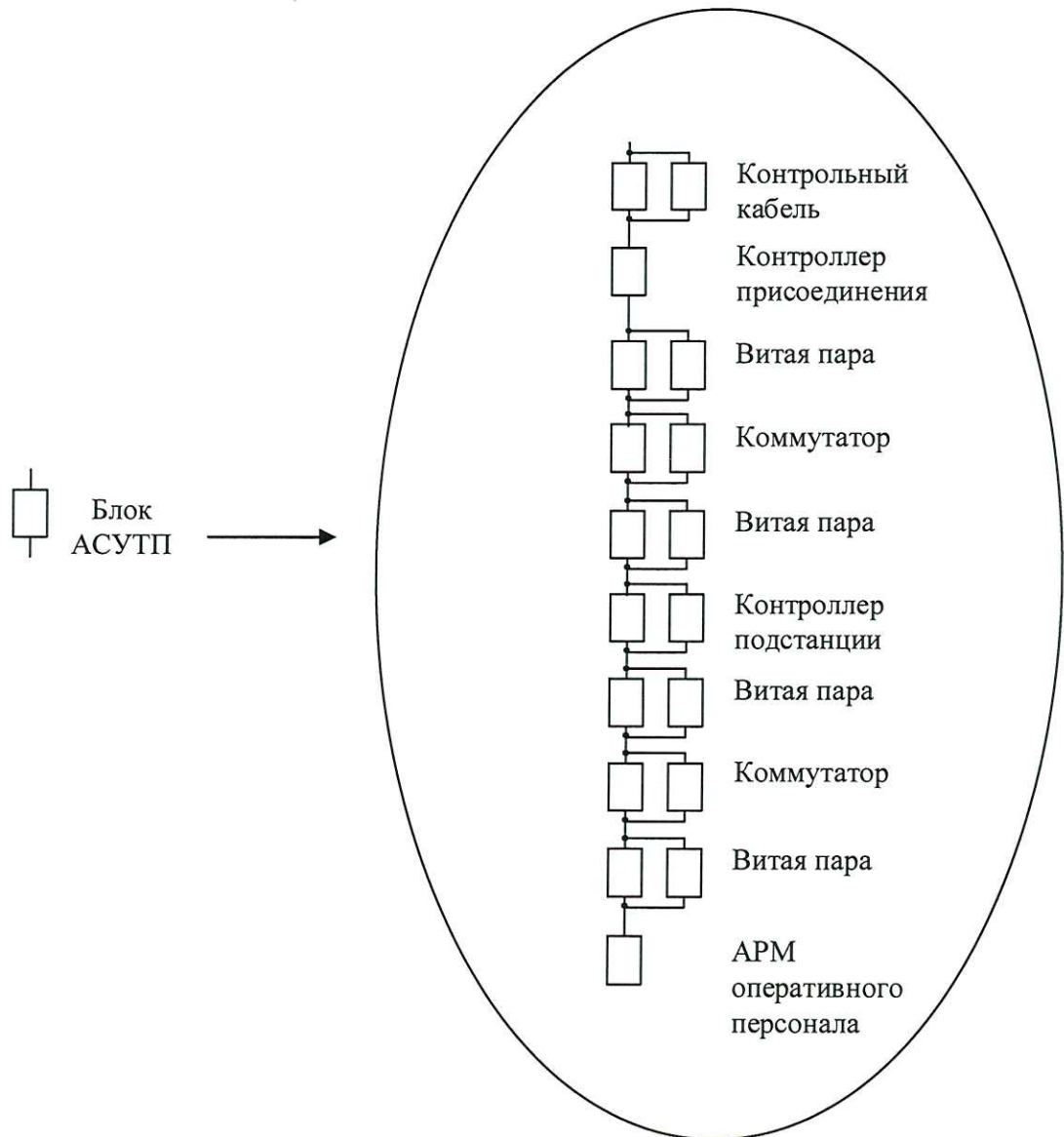


Рисунок 3.10 – Схема замещения по надежности блока АСУТП.

По схеме замещения, представленной на рисунке 3.10, составим формулу нахождения вероятности безотказной работы:

$$\begin{aligned}
 R_{\text{БлокАСУТП}} = & R_{\text{К.кабель}} \cdot R_{\text{Контр.присоед}} \cdot R_{\text{Вит.пар}}^4 \cdot (1 - (1 - R_{\text{Коммут}})^2)^2 \cdot \\
 & \cdot (1 - (1 - R_{\text{Контр.ПС}})^2) \cdot R_{\text{АРМ.ОП}}
 \end{aligned}
 \tag{3.29}$$

Вероятность безотказной работы всех элементов, представленных в цепочке зависят от заводских параметров, находятся по формуле (3.5). Данные для

расчета приведены в таблице 3.7, справочные данные приведены в литературе [32- 34, 36-37].

Таблица 3.7 – Основные показатели надежности для расчета вероятности безотказной работы разъединителей 220 кВ.

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Характеристики силового оборудования		
Разъединитель 220 кВ Р-1 (SDF245pII*-100УХЛ +2E/3MD50 , АBB)	131 400	$0,76 \cdot 10^{-5}$
Характеристики блока АСУТП		
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)	-	$5,87 \cdot 10^{-9}$
Показатель кабельной линии на 1 км (витая пара)	-	$0,5 \cdot 10^{-6}$
Коммутатор (RedBox RED25, Hirschmann)	345 000	$2,9 \cdot 10^{-6}$
Контроллер присоединения (SPRECON-E-C, Sprecher Automation GmbH)	100 000	10^{-5}
Контроллер подстанции (SPRECON-E-C, Sprecher Automation GmbH)	100 000	10^{-5}
Интерфейс оператора (АРМ)	100 000	10^{-5}

Произведем расчет ВБР разъединителя Р-1 220 кВ, расчетный срок 2190 часа.

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [42]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 5 метров, основной кабель проложен терминала АУВ до контролера присоединения;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 5 метров, резервный кабель проложен терминала АУВ до контролера присоединения;

Определим параметры контрольного кабеля, формулы (3.5-3.27):

$$\lambda_{L1} = l_1 \cdot \lambda_{0L} = 5 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 0,29 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L2} = l_2 \cdot \lambda_{0L} = 5 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 0,29 \cdot 10^{-7},$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-0,29 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot e^{-0,29 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,999.$$

Рассчитаем ВБР Блока кабеля витая пара, расчет для блоков № 2,3,4 проводится аналогично формула (3.6):

$$\lambda_{\text{Вит.пар}} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-6} = 0,5 \cdot 10^{-7},$$

где $\lambda_{\text{Вит.пар}}$ -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии

$$P_{\text{Вит.пар}} = 1 - (1 - e^{-0,5 \cdot 10^{-7} \cdot 2190})^2 = 0,999.$$

ВБР Блока АСУТП, определим по формуле (3.29):

$$P_{\text{БлокАСУТП}} = 0,999 \cdot e^{-10^{-5} \cdot 2190} \cdot 0,999^4 \cdot \left(1 - \left(1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} \right)^2 \right)^2 \cdot \left(1 - \left(1 - e^{-10^{-5} \cdot 2190} \right)^2 \right) \cdot e^{-10^{-5} \cdot 2190} = 0,949.$$

ВБР разъединителя Р-1 220 кВ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (3.5):

$$P_{P-1(T)} = e^{-0,76 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,984.$$

Рассчитаем полную ВБР разъединителя Р-1 220кВ, по формуле (3.28):

$$P_{P-1} = 0,984 \cdot 0,949 = 0,934.$$

Так как разъединители идентичны и имеют одинаковые паспортные данные примем полную вероятность безотказной работы для разъединителей Р-2, Р-3 220 кВ равную R_{P-1} , так как схема взаимодействия между разъединителями Р-2, Р-3 220 кВ и вторичными цепями идентична, схеме взаимодействия Р-1 220 кВ.

Полученные результаты занесем в таблицу 3.10.

Расчет полной вероятности безотказной работы Блока выключателя и трансформатора тока В-220 и ТТ

Так как трансформаторы тока встроены во ввода высоковольтного выключателя в расчёт берется общая техническая характеристика, заложенная заводом изготовителем. Суммарная длина контрольного кабеля, проложенного от распределительного устройства до оперативного пункта управления, увеличивается вдвое по сравнению с другими первичными устройствами,

элементы расчётной схемы замещения по надёжности, рисунок 3.11, расположены последовательно. Блок релейной защиты и автоматики оказывает сложное влияние на общую картину надёжности. Токовые цепи от трансформаторов тока подходят к терминалам защиты: основной и резервной, выходные цепи защит действуют напрямую на электромагнит отключения и посылают сигнал в АУВ, где функцией УРОВ на себя дублируется команда на отключение посланная напрямую. Так же влияние на надёжность коммутационного аппарата оказывает Блок АСУТП.

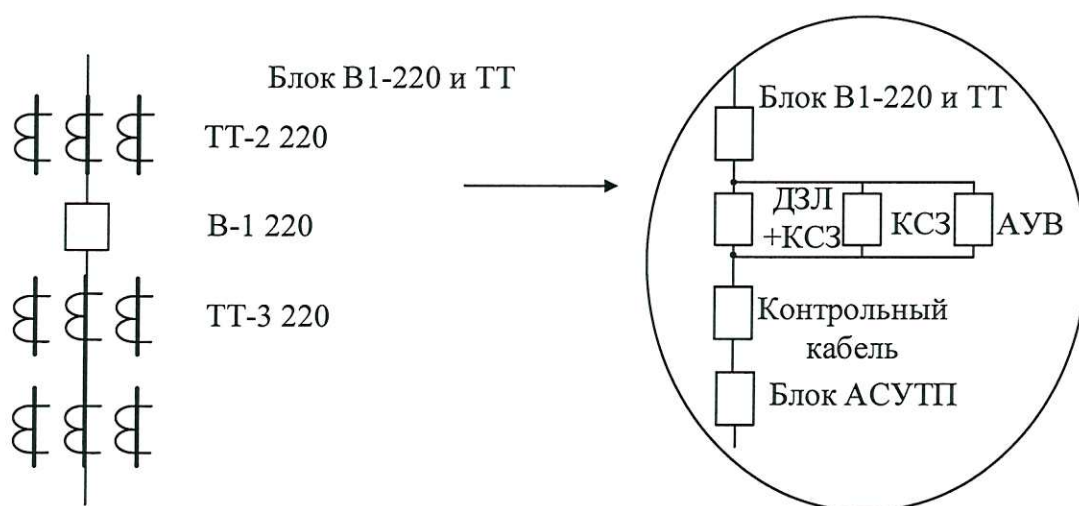


Рисунок 3.11 – Схема замещения по надёжности Блока В-220 и ТТ

По схеме замещения, рисунок 2.11, найдем ВБР Блока В-220 и ТТ:

$$R_{\text{БлокВ220.ТТ}} = R_{\text{В1.ТТ}} \cdot R_{\text{БлокРЗА}} \cdot R_{\text{К.кабель}} \cdot R_{\text{БлокАСУТП}}, \quad (3.30)$$

где $R_{\text{В1ТТ(Т)}}$ - ВБР определяется техническими характеристиками выключателя;
 $R_{\text{БлокРЗА}}$ - включает в себя ВБР основной и резервной защит и автоматики управления выключателем, определяется:

$$R_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{АУВ}} \cdot t}), \quad (3.31)$$

где $\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}}$, $\lambda_{\text{КСЗ}}$, $\lambda_{\text{АУВ}}$ интенсивность отказов терминалов ДЗЛ+КСЗ, КСЗ и АУВ соответственно;

$P_{\text{К.кабель}}$ - ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, определяется:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{L1} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{L2} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{L3} \cdot t}, \quad (3.32)$$

где λ_{L1} -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, определим по формуле (3.6).

Расчёт Блока АСУТП выполнен ранее формула (3.29)

Данные для расчета приведены в таблице 3.2.3, справочные данные приведены в литературе [37, 41-42].

Таблица 3.8 – Основные показатели для расчета надежности Блока выключателя и трансформатора тока В-220 и ТТ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Блок выключатель и трансформатора тока (ЗАР1 DT-245, АВВ)	131 400	$0,76 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ ДЗЛ+КСЗ (Бреслер-0117.532.090.В-02, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ КСЗ (Бреслер- - 0117.510.600, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$

Окончание таблицы 3.8 – Основные показатели для расчета надежности Блока выключателя и трансформатора тока В-220 и ТТ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Терминал РЗА АУВ (Бреслер-0107.600, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)		$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет показателей надежности Блока В- 220 и ТТ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР Блока В- 220 и ТТ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (3.5):

$$P_{В220.ТТ} = e^{-4,57 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,990.$$

Вероятность безотказной работы Блока РЗА определяем по формуле (3.31):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [42]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 236 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположены терминал защиты (ДЗЛ+КСЗ), шкаф №1;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 238 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположены терминалы защит (КСЗ), шкаф №2;

L3 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 238 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположены терминал АУВ, шкаф №2;

L4 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 228 метров, кабель проложен от выключателя РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположены терминала автоматики шкаф № 2;

L5 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 229 метров, кабель проложен от терминалов до выключателя.

Определим интенсивность отказов кабельных линий, (3.6):

$$\begin{aligned}\lambda_{L1} &= 1_1 \cdot \lambda_{0L} = 236 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 13,8 \cdot 10^{-7}, \\ \lambda_{L2} &= 1_2 \cdot \lambda_{0L} = 238 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 13,9 \cdot 10^{-7}, \\ \lambda_{L3} &= 1_3 \cdot \lambda_{0L} = 238 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 13,9 \cdot 10^{-7}, \\ \lambda_{L4} &= 1_4 \cdot \lambda_{0L} = 228 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 13,3 \cdot 10^{-7}, \\ \lambda_{L5} &= 1_5 \cdot \lambda_{0L} = 229 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 13,4 \cdot 10^{-7}.\end{aligned}$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы контрольного кабеля:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-13,8 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot (e^{-13,9 \cdot 10^{-7} \cdot 2190})^2 \cdot e^{-13,3 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot e^{-13,4 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,997.$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем полную ВБР Блока В-220 и ТТ, определим по формуле (3.30):

$$P_{\text{БлокВ220.ТТ}} = 0,990 \cdot 0,999 \cdot 0,997 \cdot 0,949 = 0,936.$$

Полученные результаты занесем в таблицу 3.10.

Расчет полной вероятности безотказной работы измерительного трансформатора тока 220 кВ ТТ-4

Полная надежность трансформатора тока зависит не только от заводских параметров, но и от характеристик токовых цепей, и терминала защиты к которому подключено устройство, поэтому данные элементы расположены последовательно, рисунок 2.2.7.

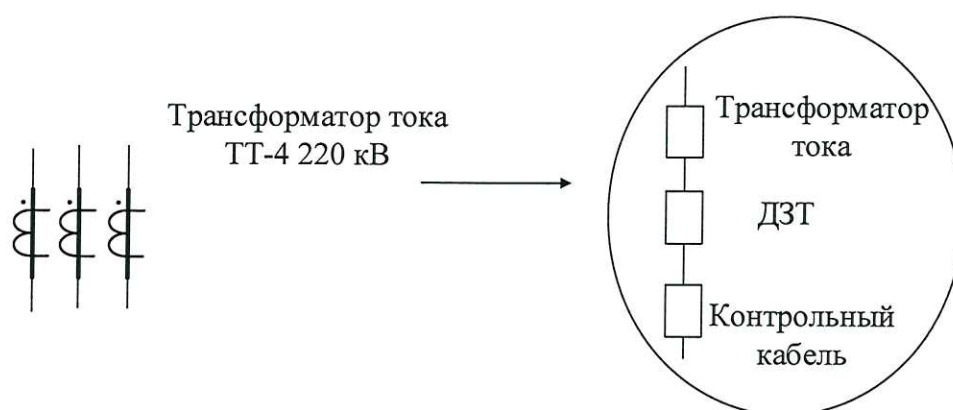


Рисунок 3.12. - Схема замещения по надежности трансформатора тока ТТ-4 220 кВ.

По схеме замещения, рисунок 3.12, найдем вероятность безотказной работы, трансформатора тока ТТ-4 220 кВ:

$$R_{\text{ТТ}} = R_{\text{ТТ(Т)}} \cdot R_{\text{Контр.каб.}} \cdot R_{\text{БлокРЗА}}, \quad (3.33)$$

где $R_{\text{ТТ(Т)}}$ - ВБР определяется техническими характеристиками измерительного трансформатора тока;

$R_{\text{БлокРЗА}}$ - так как трансформатор тока ТТ-4 подключен только дифференциальной защите трансформатора, Блок релейной защиты представлен ДЗТ.

$$P_{\text{БлокРЗ}} = e^{-\lambda_{\text{ДЗТ}} \cdot t}, \quad (3.34)$$

где $\lambda_{\text{ДЗТ}}$ - интенсивность отказов терминала ДЗТ;

$P_{\text{К.кабель}}$ - ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, определяется:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{\text{Л1}} \cdot t}, \quad (3.35)$$

где $\lambda_{\text{Л1}}$ - интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, определим по формуле (3.6).

Данные для расчета приведены в таблице 2.9, справочные данные приведены в [37, 41-42].

Таблица 3.9 – Основные показатели для расчета надежности линейного выключателя.

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Измерительный трансформатора тока (ТГМ-220 УХЛ1, ОАО РЭТЗ «Энергия»)	-	$4,4 \cdot 10^{-6}$
Терминал РЗ ДЗТ (Бреслер 0117.720.750 ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)	-	$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет показателей надежности трансформатора тока ТТ-4 220 кВ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР измерительного трансформатора, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (2.5):

$$P_{\text{ТТ}(T)} = e^{-4,4 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,990.$$

- ВБР Блока РЗА определяем по формуле (3.34):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,983.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [43]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 202 метров, кабель проложен от РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположен терминал защиты, шкаф №4.

Определим параметры кабельной линии по формуле (3.6):

$$\lambda_{L1} = 1_1 \cdot \lambda_{0L} = 202 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 11,8 \cdot 10^{-7}.$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля по формуле (3.35):

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-1,18 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,999.$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем по формуле (3.2.32) полную ВБР измерительного трансформатора тока ТТ-4 220 кВ,

$$P_{\text{ТТ}} = 0,990 \cdot 0,983 \cdot 0,999 = 0,972. \quad (3.33)$$

Полученные результаты занесем в таблицу 3.10

Необходимые данные для расчёта результирующей вероятности безотказной работы РУ-220 кВ подстанции нового поколения получены и сведены в таблицу 3.2.5. Все элементы в первичной схеме, рисунок 2.6, расположены последовательно, что соответствует формуле (3.36) расчёта показателя надёжности.

Таблица 3.10 – Сводные данные по расчёту показателей надёжности РУ-220кВ.

Вероятность безотказной работы, R	Оборудование			
	Разъединитель Р-220 кВ	Блок выключатель и трансформатор тока	ТН 220 кВ	ТТ-4 220кВ
$R_{(T)}$	0,984	0,990	0,999	0,990
$R_{\text{БлокРЗА}}$	-	0,999	0,999	0,983
$R_{\text{К.кабель}}$	-	0,997	0,994	0,999
$R_{\text{АСУТП}}$	0,949	0,949	-	-
R	0,934	0,936	0,981	0,972

Определим ВБР распределительного устройства 220 кВ по формуле:

$$P_{\text{РУ}220} = P_{P-1}^3 \cdot P_{\text{ВЛ.ТТ}} \cdot P_{\text{ТТ}220} \cdot P_{\text{ТН}220}, \quad (3.36)$$

где R_{P-1} - полная ВБР разъединителя; $R_{\text{ВЛ.ТТ}}$ - полная ВБР выключателя и трансформатора тока В-220кВ и ТТ; $R_{\text{ТТ}220}$ - полная ВБР трансформатора тока ТТ-4; $R_{\text{ТН}220}$ - полная ВБР трансформатора напряжения.

Произведем расчёт:

$$P_{\text{РУ}220} = 0,934^3 \cdot 0,936 \cdot 0,972 \cdot 0,981 = 0,727.$$

Видно, что существенное влияние на снижение показателя надежности оказало введение в расчёт блока АСУТП, так как данный блок имеет слабые не резервированные места такие как контроллер и АРМ.

3.2 Расчёт надежности распределительного устройства 110 кВ подстанции нового поколения ПС-220 кВ Рудная

На ПС-220 кВ Рудная питание потребителей осуществляется так же по двум линиям 110 кВ – ВЛ Февральская 1, ВЛ – Февральская 2. Эти линии оказывают влияние на бесперебойное питание потребителей 6кВ. Произведем расчет показателей надежности распределительного устройство 110 кВ, схема которого представлена на рисунке 3.13.

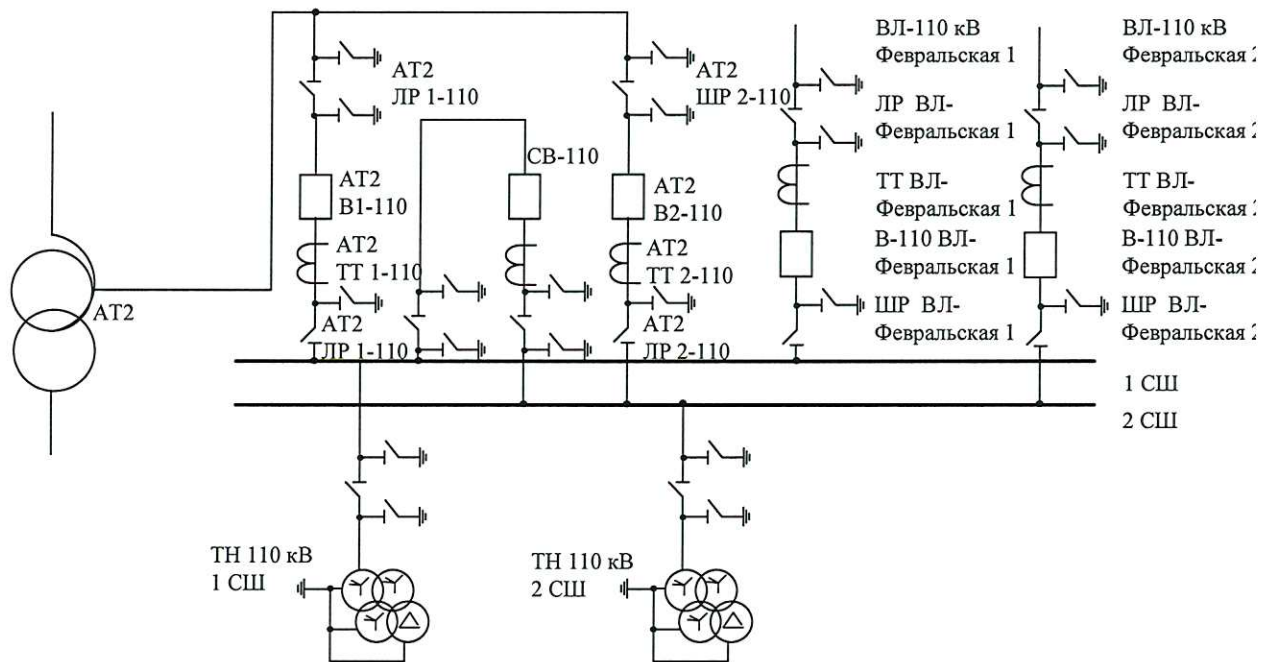


Рисунок 3.13 - Схема питания потребителей 6кВ от РУ - 110 кВ.

Для упрощения схемы замещения по надежности примем следующее допущение: нормальное положение секционного выключателя СВ-110 –

отключено. Линии Февральская - Рудная 1, Февральская - Рудная 2 питают первую и вторую секции шин соответственно.

Схему замещения по надёжности, представленную на рисунке 3.14, рассмотрим на примере ВЛ Февральская 1. В случае отказа одного из элементов произойдет отказ всей питающей цепочки, такими элементами являются вводной выключатель первой секций, первая система шин, измерительные трансформатор напряжения, все силовые элементы первой питающей линии.

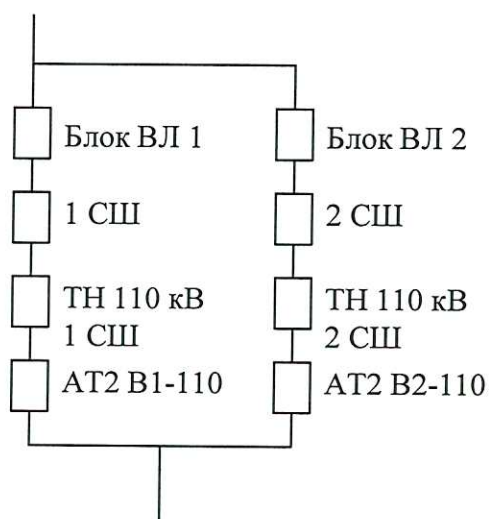


Рисунок 3.14 - Схема замещения по надёжности РУ-110кВ.

Питание потребителей осуществляется по двум воздушным линиям, секционный выключатель отключен, следовательно, эти ВЛ друг друга резервируют, на схеме замещения по надёжности расположены параллельно.

Произведем расчет показателей надёжности Питающего блока 1 на примере ВЛ-110кВ Февральская – Рудная 1 и первой секции шин.

Расчет полной вероятности безотказной работы Блока линейного выключателя и трансформатора тока В-110 и ТТ

Так как трансформаторы тока встроены во вводы силового выключателя в расчёт берётся общая техническая характеристика, заложенная заводом

изготовителем. Суммарная длина контрольного кабеля, проложенного от распределительного устройства до оперативного пункта управления, увеличивается вдвое по сравнению с другими первичными устройствами, элементы расчётной схемы замещения по надежности, рисунок 3.15, расположены последовательно. Блок релейной защиты и автоматики оказывает сложное влияние на общую картину надежности. Токовые цепи от трансформаторов тока подходят к терминалам защиты: основной и резервной, выходные цепи защит действуют напрямую на электромагнит отключения и посылают сигнал в АУВ, где функцией УРОВ на себя дублируется команда на отключение посланная напрямую. Влияние на надежность оказывает АСУТП

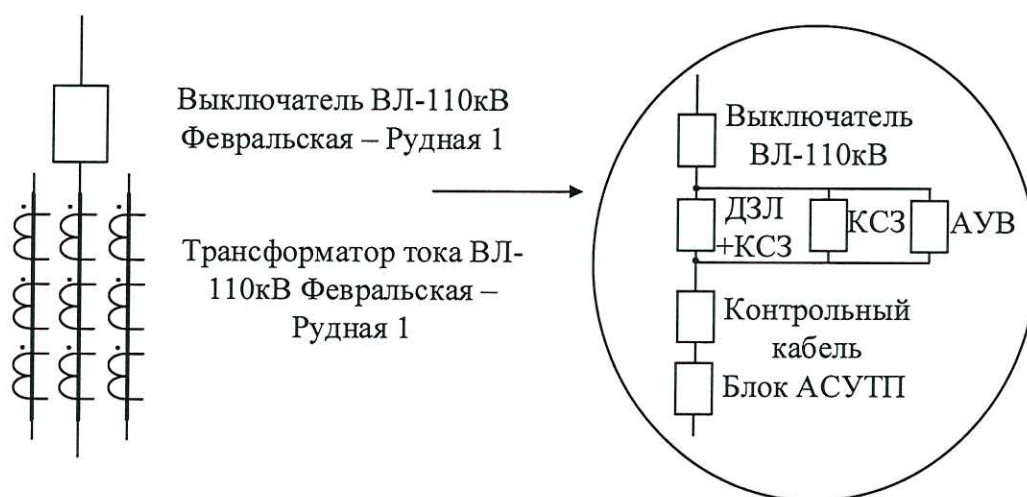


Рисунок 3.15 - Схема замещения по надежности Блока В-110 и ТТ

По схеме замещения, рисунок 3.15, найдем ВБР:

$$R_{\text{БлокВЛ.ТТ}} = R_{\text{ВЛ.ТТ(Т)}} \cdot R_{\text{БлокРЗА}} \cdot R_{\text{К.кабель}} \cdot R_{\text{БлокАСУТП}}, \quad (3.37)$$

где $R_{\text{ВЛ.ТТ(Т)}}$ - вероятность безотказной работы, определяется техническими характеристиками выключателя;

$R_{\text{БлокРЗА}}$ - включает в себя ВБР основной и резервной защит и автоматики управления выключателем, определяется:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{АУВ}} \cdot t}), \quad (3.38)$$

где $\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}}$, $\lambda_{\text{КСЗ}}$, $\lambda_{\text{АУВ}}$ интенсивность отказов терминалов ДЗЛ+КСЗ, КСЗ и АУВ соответственно;

$P_{\text{К.кабель}}$ - ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, определяется:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{\text{Л1}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{Л2}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{Л3}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{Л4}} \cdot t}, \quad (3.39)$$

где $\lambda_{\text{Л1}}$ -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, найдем по формуле (3.6).

Расчёт Блока АСУТП выполнен ранее формула (3.29)

Данные для расчета приведены в таблице 3.12, справочные данные приведены в [41, 43-44].

Таблица 2.12 – Основные показатели для расчета надежности Блока линейного выключателя и трансформатора тока В - 110 и ТТ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Блок выключатель и трансформатора тока (ВБ-110-40 УХЛ, ООО «Элетроаппарат»)	175 200	$5,71 \cdot 10^{-6}$
Терминал РЗ ДЗЛ+КСЗ (Бреслер - 0117.532.090, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ КСЗ (Бреслер - 0117.510, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$

Окончание таблицы 3.12 – Основные показатели для расчета надежности Блока линейного выключателя и трансформатора тока В - 110 и ТТ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Терминал РЗА АУВ (Бреслер - 0117.600, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)	-	$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет показателей надежности Блока линейного выключателя и трансформатора тока В - 110 и ТТ, расчетный срок 2190 часа.

-ВБР Блока линейного выключателя и трансформатора тока В - 110 и ТТ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (3.5):

$$P_{\text{ЛВ.ТТ110(Т)}} = e^{-5,71 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,988.$$

-ВБР Блока РЗА определяем по формуле (3.38):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [43]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 68 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположен терминал защиты ДЗЛ+КСЗ, шкаф №19;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 70 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположен терминал защиты КСЗ, шкаф №20;

L3 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 70 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположен терминал АУВ, шкаф №20;

L4 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 55 метров, кабель проложен от выключателя РУ-220 кВ до ОПУ в котором расположены терминал АУВ, шкаф № 20;

L5 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 54 метров, кабель проложен от терминалов до выключателя.

Определим интенсивность отказов кабельных линий (3.6):

$$\lambda_{L1} = 1_1 \cdot \lambda_{0L} = 68 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 3,99 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L2} = 1_2 \cdot \lambda_{0L} = 70 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,1 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L3} = 1_3 \cdot \lambda_{0L} = 68 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,1 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L4} = 1_4 \cdot \lambda_{0L} = 55 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 3,22 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L5} = 1_5 \cdot \lambda_{0L} = 54 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 3,16 \cdot 10^{-7},$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля

$$P_{K,кабель} = e^{-3,99 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot (e^{-4,1 \cdot 10^{-7} \cdot 2190})^2 \cdot e^{-3,22 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot e^{-3,16 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,995. \quad (3.39)$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем полную вероятность безотказной работы Блока линейного выключателя и трансформатора тока В - 110 и ТТ, определим по формуле (3.37)

$$P_{ЛВ1.ТТ110} = 0,988 \cdot 0,999 \cdot 0,995 \cdot 0,949 = 0,932.$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 3.17.

Расчет полной надежности разъединителей 110 кВ

Полная надежность и разъединителей определяется не только заводскими параметрами, на вероятность безотказной работы оказывает влияние Блок АСУТП. Схема замещения по надежности представлена на рисунке 3.16.

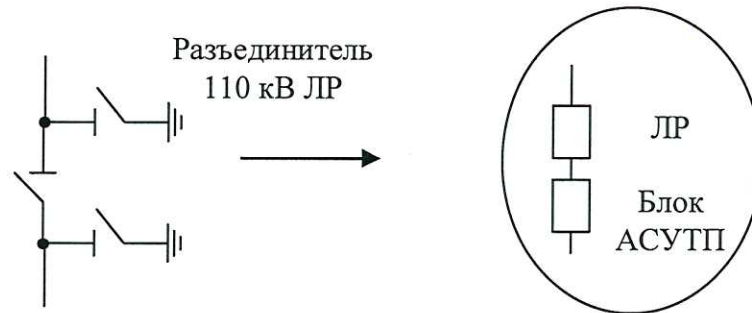


Рисунок 3.16 - Схема замещения по надёжности линейного разъединителя ЛР 110кВ.

В соответствии со схемой замещения, представленной на рисунке 2.16 вероятность безотказной работы определим по формуле:

$$P_{\text{ЛР}} = P_{\text{ЛР(Т)}} \cdot P_{\text{БлокАСУТП}} \quad (3.40)$$

ВБР Блока АСУТП была рассчитана ранее (3.29).

Данные для расчета приведены в таблице 3.13, справочные данные приведены в [44].

Таблица 2.13 – Основные показатели надежности для расчета вероятности безотказной работы линейных разъединителей 110 кВ.

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Разъединитель линейный ЛР-110 кВ	131 400	$0,76 \cdot 10^{-5}$

Произведем расчет вероятности безотказной работы линейного разъединителя ЛР 110 кВ, расчетный срок 2190 часа.

Вероятность безотказной работы разъединителя ЛР 110 кВ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (3.6):

$$P_{\text{ЛР}(T)} = e^{-7,61 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,984.$$

Рассчитаем полную вероятность безотказной работы линейного разъединителя ЛР 110кВ, по формуле (3.40):

$$P_{\text{ЛР}} = 0,984 \cdot 0,949 = 0,934.$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 3.17.

Принимаем допущение, что вероятность безотказной работы линейного и шинного разъединителей одинаковая, так как показатели надежности и влияние со стороны АСУТП на данные коммутационные аппараты одинаково.

Расчет полной вероятности безотказной работы блока воздушной линии Февральская 1

Так как Блок ВЛ Февральская 1 состоит из линейного и шинного разъединителей и линейного выключателя со встроенным трансформатором тока, и отказ любого из элементов приведет к отказу всей питающей цепочки, следовательно, все элементы в схеме замещения по надежности выстроены параллельно, рисунок 3.3.5.

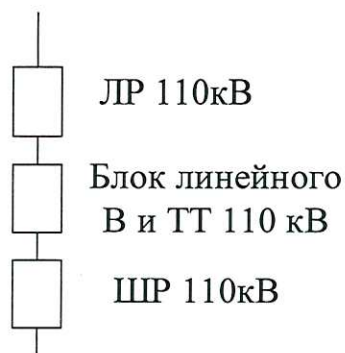


Рисунок 3.17 - Схема замещения для Блока ВЛ Февральская 1

Произведем расчет ВБР для Блока ВЛ Февральская 1 по формуле:

$$P_{\text{БлокВЛ1}} = P_{\text{ЛР}} \cdot P_{\text{ЛВ1.ТТ110}} \cdot P_{\text{ШР}} \quad (3.41),$$

где $P_{\text{ЛР}}, P_{\text{ШР}}, P_{\text{ЛВ1.ТТ110}}$ - ВБР линейного и шинного разъединителей и Блока выключателя и трансформатора тока В и ТТ 110 кВ.

Произведем расчёт по формуле (2.41):

$$P_{\text{БлокВЛ1}} = 0,934 \cdot 0,932 \cdot 0,934 = 0,813$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 3.17.

Расчет полной вероятности безотказной работы трансформатора напряжения 110 кВ первой секции шин

Полная надежность трансформатора напряжения, как и полная надежность трансформатора тока зависит не только от заводских параметров, но и от характеристик цепей напряжения, поэтому данные элементы расположены последовательно. Цепи напряжения подведены к терминалам релейной защиты – основная защита (ДЗЛ+КСЗ) и резервная (КСЗ), защиты резервируют друг друга, следовательно, в схеме элементы расположены параллельно.

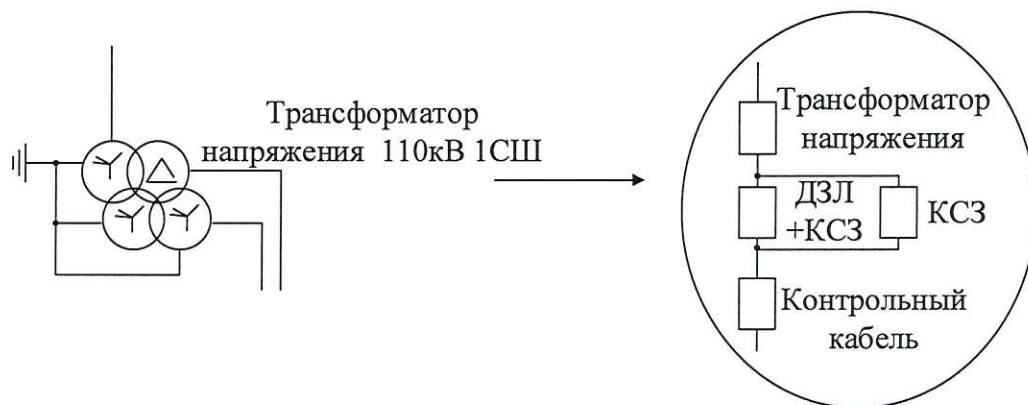


Рисунок 3.18 - Схема замещения по надежности трансформатора напряжения 110 кВ первой секции шин

В соответствии со схемой замещения, представленной на рисунке 3.17 ВБР определим по формуле:

$$R_{ТН110} = R_{ТН110(Т)} \cdot R_{\text{БлокРЗА}} \cdot R_{\text{К.кабель}}, \quad (3.42)$$

где $R_{ТН110(Т)}$ - ВБР определяется техническими характеристиками измерительного трансформатора напряжения;

$R_{\text{БлокРЗА}}$ - включает в себя ВБР автоматики выключателя и блока основной защиты определяется:

$$R_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{КСЗ}} \cdot t}), \quad (3.43)$$

где $\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}}$, $\lambda_{\text{АУВ}}$ интенсивность отказов терминалов ДЗЛ+КСЗ и КСЗ соответственно;

$R_{\text{К.кабель}}$ - ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, определяется:

$$R_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{11} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{12} \cdot t}, \quad (3.44)$$

где $\lambda_{\text{Л}}$ -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии, определим по формуле (3.6).

ВБР Блока АСУТП рассчитана ранее (3.29).

Данные для расчета приведены в таблице 3.14, справочные данные приведены в [41, 43-44].

Таблица 3.14. – Основные показатели для расчета надежности трансформатора напряжения ТН 110кВ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Трансформатор напряжения (НАМИ-110-УХЛ1, ООО «ТД Автоматика»)	-	$8,8 \cdot 10^{-6}$
Терминал РЗ ДЗЛ+КСЗ (Бреслер -0117.532.090, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ КСЗ (Бреслер -0117.510, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)	-	$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет показателей надежности трансформатора напряжения первой секции шин, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР измерительного трансформатора напряжения, согласно заводским характеристикам определим по формуле (3.6):

$$P_{\text{ТН110(Т)}} = e^{-8,8 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,981.$$

- ВБР Блока релейной защиты и автоматики определяем по формуле (3.43):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя вероятность безотказной работы всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [43]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 77 метров, кабель проложен от РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположены терминалы защиты, схема соединения звезда;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 77 метров, кабель проложен от РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположены терминалы защиты, схема разомкнутый треугольник;

$$\lambda_{L1} = 1_1 \cdot \lambda_{0L} = 77 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,51 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L2} = 1_2 \cdot \lambda_{0L} = 77 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,51 \cdot 10^{-7},$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля по формуле (3.44):

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-4,51 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot e^{-4,51 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,998.$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, произведем расчёт полной ВБР измерительного трансформатора напряжения первой секции шин, согласно формулы (3.42):

$$P_{\text{ТН}} = 0,981 \cdot 0,999 \cdot 0,998 = 0,978.$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 3.17.

Расчет полной вероятности безотказной работы Блока вводного выключателя и трансформатора тока В1-110 АТ2 и ТТ

Так как трансформаторы тока встроены во ввода силового выключателя в расчёт берется общая техническая характеристика, заложенная заводом изготовителем. Суммарная длина контрольного кабеля, проложенного от распределительного устройства до оперативного пункта управления, увеличивается вдвое по сравнению с другими первичными устройствами, элементы расчётной схемы замещения по надежности, рисунок 2.19, расположены последовательно. Блок релейной защиты и автоматики оказывает сложное влияние на общую картину надежности. Токовые цепи от трансформаторов тока подходят к терминалам защиты: основной и резервной, выходные цепи защит действуют на электромагнит отключения напрямую и посылают сигнал в АУВ, где функцией УРОВ на себя дублируется команда на отключение посланная напрямую. Влияние на показатель надежности оказывает Блок АСУТП.

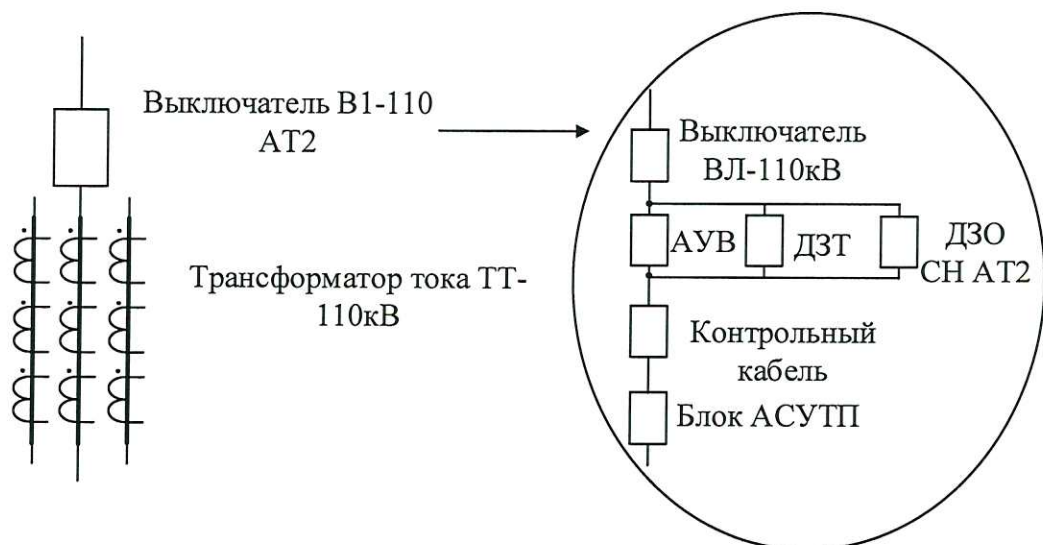


Рисунок 3.19 – Схема замещения по надежности Блока В-110 и ТТ

По схеме замещения, рисунок 3.19, найдем ВБР:

$$P_{\text{БлокВ.В.ТТ110}} = P_{\text{В.В.ТТ110(Т)}} \cdot P_{\text{БлокРЗА}} \cdot P_{\text{К.кабель}} \cdot P_{\text{БлокАСУТП}}, \quad (3.45)$$

где $P_{\text{В.В.ТТ(Т)}}$ - вероятность безотказной работы, определяется техническими характеристиками выключателя;

$P_{\text{БлокРЗА}}$ - включает в себя вероятность безотказной работы основной и резервной защит и автоматики управления выключателем, определяется:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗШ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗО}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{АУВ}} \cdot t}), \quad (3.46)$$

где $\lambda_{\text{ДЗШ}}, \lambda_{\text{ДЗО}}, \lambda_{\text{АУВ}}$ интенсивность отказов терминалов ДЗШ, ДЗО и АУВ соответственно;

$P_{\text{К.кабель}}$ вероятность безотказной работы контрольного кабеля, включает в себя вероятность безотказной работы всех кабельных присоединений, определяется:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{\text{L1}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{L2}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{L3}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{L4}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{L5}} \cdot t}, \quad (3.47)$$

где λ_{L1} -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, определим по формуле (3.6).

Расчёт Блока АСУТП выполнен ранее формула (3.29)

Данные для расчета приведены в таблице 3.15, справочные данные приведены в [41-42, 44].

Таблица 3.15 – Основные показатели для расчета надежности Блока вводного выключателя и трансформатора тока В1-110 АТ2 и ТТ-110

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Блок выключатель и трансформатора тока (ВБ-110-40 УХЛ, ООО «Электроаппарат»)	175 200	$5,71 \cdot 10^{-6}$
Терминал РЗ ДЗШ (Бреслер - 0117.821, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ ДЗО (Бреслер - 0117.800 0117.510, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗА АУВ (Бреслер - 0117.600, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)		$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет показателей надежности Блока вводного выключателя и трансформатора тока В1 – 110 АТ2 и ТТ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР Блока вводного выключателя и трансформатора тока В1-110 АТ2 и ТТ, согласно заводским характеристикам определим по формуле (3.6):

$$P_{В.В.ТТ110(Т)} = e^{-5,71 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,988.$$

- ВБР Блока релейной защиты и автоматики определяем по формуле (3.46):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [43]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 80 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположен терминал защит ДЗШ 110кВ, шкаф № 31;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 76 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположен терминал защит ДЗО 110кВ АТ2, шкаф № 5;

L3 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 76 метров, кабель проложен от ТТ расположенного в РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположен терминал АУВ, шкаф № 7;

L4 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 74 метров, кабель проложен от выключателя расположенного в РУ-110 кВ до ОПУ в котором расположен терминал АУВ, шкаф № 7;

L5 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 74 метров, кабель проложен от ОПУ в котором расположен терминал АУВ, шкаф № 7, до выключателя расположенного в РУ-110 кВ.

Определим интенсивность отказов кабельных линий по формулам (3.6):

$$\lambda_{L1} = l_1 \cdot \lambda_{0L} = 80 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,69 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L2} = l_2 \cdot \lambda_{0L} = 76 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,46 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L3} = l_3 \cdot \lambda_{0L} = 76 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,46 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L4} = l_4 \cdot \lambda_{0L} = 74 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,34 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L5} = l_5 \cdot \lambda_{0L} = 74 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 4,34 \cdot 10^{-7},$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля, формула (3.47):

$$P_{K.кабель} = e^{-4,69 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot (e^{-4,46 \cdot 10^{-7} \cdot 2190})^2 \cdot (e^{-4,34 \cdot 10^{-7} \cdot 2190})^2 = 0,995$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем полную ВБР Блока вводного выключателя и трансформатора тока В1 – 110 АТ2 и ТТ, по формуле (3.45)

$$P_{В.В1.ТТ110} = 0,988 \cdot 0,999 \cdot 0,995 \cdot 0,949 = 0,932 .$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 3.17.

Расчет полной надежности первой секции шин

Полная ВБР шин определяется только заводскими параметрами.

Таблица 3.16 – Основные показатели надежности для расчета ВБР шин

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Шины -110 кВ	-	$2,74 \cdot 10^{-5}$

Произведем расчет показателей надежности первой секции шин, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР первой секции шин, согласно заводским характеристикам определим по формуле (3.6):

$$P_{Шины110(Т)} = e^{-2,74 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,942 .$$

Результаты вычислений заносим в таблицу 3.17.

Все необходимые данные для расчёта найдены, произведем расчёт полной ВБР Питающего блока 1, согласно схемы замещения, рисунок 3.14, формула будет иметь вид:

$$R_{ПБ1} = R_{БВЛ1} \cdot R_{1СШ} \cdot R_{ТН1СШ} \cdot R_{В.Выкл}, \quad (3.48)$$

где $R_{БВЛ1}, R_{1СШ}, R_{ТН1СШ}, R_{В.Выкл}$ - ВБР Блока ВЛ1, первой секции шин, трансформатора напряжения первой секции шин и вводного выключателя соответственно.

Произведём расчёт по формуле 3.48:

$$R_{ПБ1} = 0,813 \cdot 0,942 \cdot 0,978 \cdot 0,932 = 0,698.$$

Аналогично производим расчет для Питающего блока 2, полученные значения заносим в таблицу 3.17.

Таблица 3.17 - Результаты расчета

Вероятность безотказной работы	Питающая линия 110 кВ
	ВЛ –Февральская 1,2
$R_{ЛР110}$	0,932
$R_{ЛВ.ТТ110}$	0,934
$R_{ШР110}$	0,934
$R_{БлокВЛ110}$	0,813
$R_{ТН110}$	0,978
$R_{СШ110}$	0,942
$R_{В.В.ТТ110}$	0,932
$R_{ПБ}$	0,698

Произведем расчет полной вероятности безотказной работы для РУ-110 кВ

Питание потребителей 6 кВ по стороне 110 кВ осуществляется от двух линий, линий резервируются друг другом, ранее было принято допущение – в нормальном режиме работы секционный выключатель отключен. В результате принятого допущения и преобразований схемы замещения по надежности образовалось два независимых Питающих блока, которые параллельны друг другу в схеме замещения и осуществляют резервирование, рисунок 3.20.

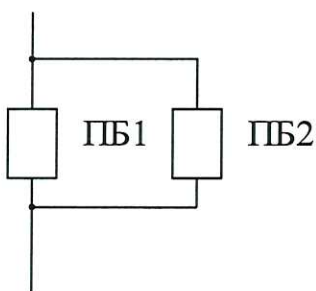


Рисунок 3.20 – Конечная схема замещения по надежности РУ-110 кВ

На основании вычисленных значений рассчитаем полную вероятность безотказной работы для потребителей 6 кВ со стороны распределительного устройства 110 кВ. Согласно схемы замещения, рисунок 2.20, формула имеет вид:

$$P_{РУ110} = 1 - (1 - P_{ПБ1}) \cdot (1 - P_{ПБ2}), \quad (3.49)$$

$$P_{РУ110} = 1 - (1 - 0,698) \cdot (1 - 0,698) = 0,908.$$

В данном подразделе определена вероятность безотказной работы для РУ-110 кВ ПС-220кВ Рудная. Питающих линий, со стороны РУ-110 кВ две, линии резервируют друг друга и отказ питания потребителей 6 кВ от РУ-110 кВ произойдет в случае отказа обеих линий, что прослеживается на схеме

замещения по надёжности РУ-110 кВ, рисунок 3.14 и итоговой формуле вычисления вероятности безотказной работы (3.49).

3.3 Расчёт показателей надёжности распределительного устройства 6 кВ подстанции нового поколения ПС-220 кВ Рудная

Для обеспечения надёжности питания потребителей 6 кВ предложена схема питания от трёх высоковольтных линий, одна линия класса напряжения 220 кВ и две линии 110 кВ. Все три линии осуществляют питание от ПС-220 кВ Февральская. Расчёт основных показателей надёжности для РУ - 220 кВ и РУ - 110 кВ произведен, рассчитаем по аналогичной методике показатели надёжности для РУ-6кВ. На основании первичной схемы РУ-6 кВ, рисунок 2.21, строим схему замещения по надёжности рисунок 3.22.

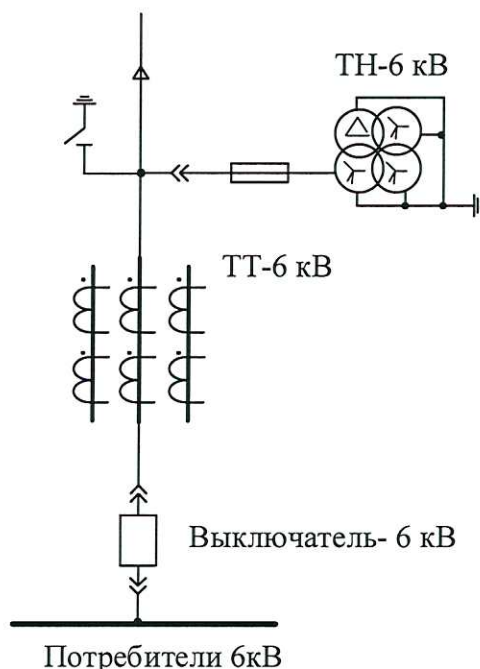


Рисунок 3.21 - Первичная схема вводной ячейки РУ -6 кВ ПС-220 кВ Рудная

На рисунке 2.22 представлена схема замещения по надёжности вводной ячейки РУ-6 кВ, все элементы первичной схемы расположены линейно, так как отказ одного из них приведет к отказу всей цепочки.

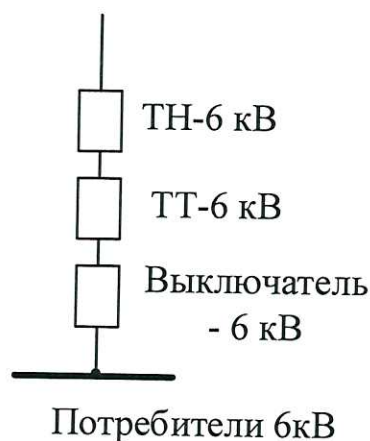


Рисунок 3.22 - Схема замещения по надежности вводной ячейки РУ-6 кВ

После построения схемы замещения, рисунок 3.22, произведем поэлементный разбор силовых устройств, определим факторы, оказывающие влияние на полную вероятность безотказной работы конкретного устройства.

Расчет полной вероятности безотказной работы трансформатора напряжения 6 кВ

Надежность трансформатора напряжения будет зависеть от технических характеристик, которые закладывает завод изготовитель.

Влияние так же оказывает контрольный кабель, проложенный от распределительного устройства до терминалов защит, для которых трансформатор напряжения передает трансформированное для вторичных цепей напряжение, элементы расположены последовательно, так как в случае отказа одного из них произойдет отказ всей цепочки.

Влияние на надёжность оказывает терминал основной защиты трансформатора (ДЗТ).

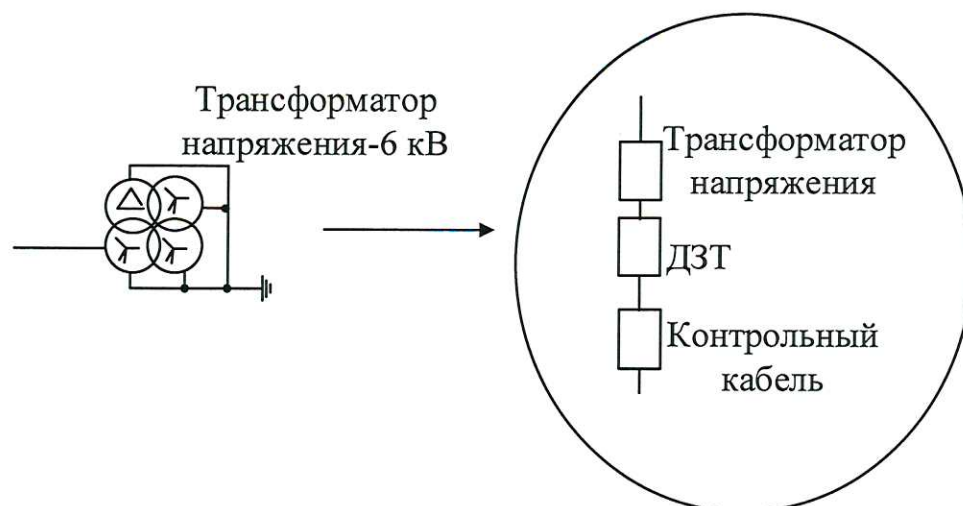


Рисунок 3.23 – Схема замещения по надежности трансформатора напряжения 6 кВ

ВБР, согласно схемы замещения, рисунок 2.23, найдем по формуле:

$$P_{ТН6} = P_{ТН6(Т)} \cdot P_{\text{БлокРЗА}} \cdot P_{\text{К.кабель}}, \quad (3.50)$$

где $P_{ТН6(Т)}$ - ВБР, определяется техническими характеристиками измерительного трансформатора напряжения;

$P_{\text{БлокРЗА}}$ - включает в себя ВБР основной защиты, определяется:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = e^{-\lambda_{\text{ДЗТ}} \cdot t}, \quad (3.51)$$

где $\lambda_{\text{ДЗТ}}$ интенсивность отказов терминала ДЗТ;

$P_{\text{К.кабель}}$ вероятность безотказной работы контрольного кабеля, включает в себя вероятность безотказной работы всех кабельных присоединений, определяется:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{L1} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{L2} \cdot t}, \quad (3.52)$$

где λ_{L1} -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, определим по формуле (2.6).

Данные для расчета приведены в таблице 3.18, справочные данные приведены в [41-42 ,45].

Таблица 3.18 – Основные показатели для расчета надежности трансформатора напряжения 6 кВ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Трансформатор напряжения (ТЭС 6.Х-G, АВВ)		$0,5 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ ДЗТ (Бреслер - 0117.720.750, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)		$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет показателей надежности трансформатора напряжения 220 кВ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР измерительного трансформатора напряжения, согласно заводским характеристикам определим по формуле (3.6):

$$P_{ТН6(Т)} = e^{-0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,999.$$

- ВБР Блока релейной защиты и автоматики определяем по формуле (3.51)

$$P_{\text{БлокРЗА}} = e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,983.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [43]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 55 метров, кабель проложен от РУ-6 кВ до терминала защиты шкаф №4;

Определим показатели по формуле (3.6):

$$\lambda_{L1} = 55 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 3,22 \cdot 10^{-7},$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля по формуле (3.52):

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-3,22 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,999.$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем по формуле (3.50) полную ВБР измерительного трансформатора напряжения 6 кВ:

$$P_{\text{ТН6}} = 0,999 \cdot 0,983 \cdot 0,999 = 0,981.$$

Расчет полной вероятности безотказной работы измерительного трансформатора тока 6 кВ

Полная надежность трансформатора тока зависит не только от заводских параметров, но и от характеристик токовых цепей, и терминала защиты к которому подключено устройство, поэтому данные элементы расположены последовательно.

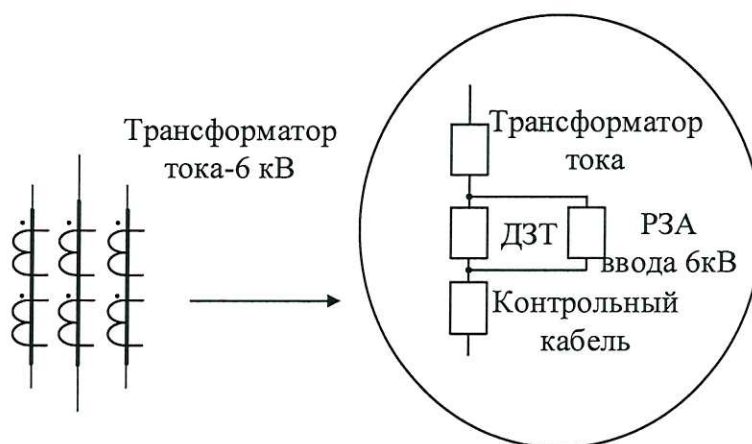


Рисунок 3.24 – Схема замещения по надежности трансформатора тока 6 кВ.

Вероятность безотказной работы, согласно схемы замещения, рисунок 3.24, найдем по формуле:

$$P_{\text{ТТ6}} = P_{\text{ТТ6(Т)}} \cdot P_{\text{БлокРЗА}} \cdot P_{\text{К.кабель}}, \quad (3.53)$$

где $P_{\text{ТТ6(Т)}}$ - ВБР определяется техническими характеристиками измерительного трансформатора тока;

$P_{\text{БлокРЗА}}$ - представлен дифференциальной защитой трансформатора, защитой ввода АТ2:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗТ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{РЗАВвод6}} \cdot t}), \quad (3.54)$$

где $\lambda_{\text{ДЗТ}}$, $\lambda_{\text{РЗАВвод6}}$ - интенсивность отказа терминалов ДЗТ и релейной защиты ввода 6 кВ;

$P_{\text{К.кабель}}$ - ВБР контрольного кабеля, включает в себя вероятность безотказной работы всех кабельных присоединений, определяется:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{\text{L1}} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{\text{L2}} \cdot t}, \quad (3.55)$$

где λ_{L1} -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, определим по формуле (3.6).

Данные для расчета приведены в таблице 3.19, справочные данные приведены в [41-42 ,45].

Таблица 3.19 – Основные показатели для расчета надежности трансформатора тока 6кВ.

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Трансформатор тока (ТОЛ-СВЭЛ - 10, АО «Группа «СВЭЛ»)	-	$4 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ ДЗТ (Бреслер - 0117.600, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ ввода 6кВ (Бреслер - 0117.600, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)	-	$5,71 \cdot 10^{-6}$

Произведем расчет вероятности безотказной работы трансформатора тока 6 кВ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР измерительного трансформатора, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (3.5):

$$P_{\text{ТТ6(Т)}} = e^{-0,25 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,995.$$

- ВБР Блока релейной защиты определяем по формуле(3.54):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} \cdot e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,999.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [43]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 55 метров, кабель проложен от ЗРУ-6 кВ до терминалов защиты ДЗТ, шкаф №4;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 5 метров, кабель проложен от измерительного трансформатора до РЗА ввода.

Определим интенсивность отказов кабельных линий (3.6):

$$\lambda_{L1} = 1_1 \cdot \lambda_{0L} = 55 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 3,22 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L2} = 1_2 \cdot \lambda_{0L} = 5 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 0,29 \cdot 10^{-7},$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля по формуле (2.55):

$$P_{K,кабель} = e^{-3,22 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot e^{-0,29 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,999.$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем полную вероятность безотказной работы трансформатора тока по формуле (3.53):

$$P_{ТТ6} = 0,995 \cdot 0,999 \cdot 0,999 = 0,993.$$

Расчет полной вероятности безотказной работы выключателя В-6 кВ

На вероятность безотказной работы выключателя 6 кВ оказывают влияние: заводские характеристики, характеристики контрольных кабелей и терминалов защит и автоматики, вероятность отказов вносит Блок АСУТП рисунок 3.25.

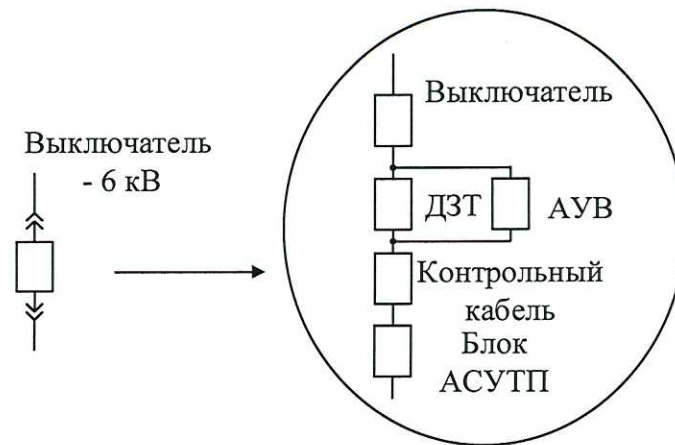


Рисунок 3.25 - Схема замещения по надежности выключателя 6 кВ.

По схеме замещения, рисунок 2.25, найдем вероятность безотказной работы:

$$P_{В6} = P_{В6(Т)} \cdot P_{\text{БлокРЗА}} \cdot P_{\text{К.кабель}} \cdot P_{\text{БлокАСУТП}}, \quad (3.56)$$

где $P_{В6(Т)}$ - ВБР, определяется техническими характеристиками выключателя;

$P_{\text{БлокРЗА}}$ - включает в себя ВБР основной защиты трансформатора и релейной защиты ввода АТ2, определяется:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗТ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{ВводАТ2}} \cdot t}), \quad (3.57)$$

$\lambda_{\text{ДЗТ}}$, $\lambda_{\text{ВводАТ2}}$ интенсивность отказов терминалов ДЗТ и РЗ ввода АТ2 соответственно;

$P_{\text{К.кабель}}$ - ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, определяется:

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-\lambda_{L1} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{L2} \cdot t}, \quad (3.57)$$

где λ_{L1} -интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1, определим по формуле (3.6).

Блок АСУТП рассчитан ранее (3.29).

Данные для расчета приведены в таблице 3.20, справочные данные приведены в [41-42 ,45].

Таблица 3.20 – Основные показатели для расчета вероятности безотказной работы выключателя 6 кВ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Силовой выключатель (ВВ/TEL 6кВ, АО "ГК "Таврида Электрик")	-	$5,7 \cdot 10^{-9}$
Терминал РЗ ДЗТ (Бреслер - 0117.720.750, ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗ ввод АТ2 (Бреслер - 0107.210), ООО «НПП Бреслер»)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатель кабельной линии на 1 м (КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5)	-	$5,87 \cdot 10^{-9}$

Произведем расчет показателей надежности выключателя 6 кВ, расчетный срок 2190 часа.

-ВБР выключателя 6 кВ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (2.5):

$$P_{\text{Вykl6(T)}} = e^{-5,7 \cdot 10^{-9} \cdot 2190} = 0,999.$$

- ВБР Блока релейной защиты определяем по формуле (3.57).

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190})(1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как ВБР контрольного кабеля, включает в себя ВБР всех кабельных присоединений, длины кабеля необходимые для расчета представлены в [43]:

L1 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 55 метров, кабель проложен от РУ-6 кВ до терминала защиты;

L2 длина кабеля марки КВВГЭнг(А)-LS 7×2,5 – 5 метров, кабель проложен от измерительного трансформатора до автоматики управления выключателем.

Определим интенсивность отказов кабельных линий по формуле (3.6):

$$\lambda_{L1} = 55 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 3,22 \cdot 10^{-7},$$

$$\lambda_{L2} = 5 \cdot 5,87 \cdot 10^{-9} = 0,29 \cdot 10^{-7}.$$

Рассчитаем ВБР контрольного кабеля (3.58):

$$P_{\text{К.кабель}} = e^{-3,22 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} \cdot e^{-0,29 \cdot 10^{-7} \cdot 2190} = 0,999.$$

Все необходимые данные для расчёта найдены, рассчитаем полную ВБР силового выключателя 6кВ, формула для расчёта (2.56):

$$P_{В6} = 0,999 \cdot 0,999 \cdot 0,999 \cdot 0,949 = 0,946.$$

После проведения необходимых расчётов и нахождения требуемых параметров, на основании схемы замещения, представленной на рисунке 2.22, произведем определение ВБР распределительного устройства 6 кВ:

$$P_{\text{РУ6}} = P_{\text{ТН6}} \cdot P_{\text{ТТ6}} \cdot P_{В6}, \quad (3.59)$$

где $R_{ТН6}$ - ВБР трансформатора напряжения 6 кВ; $R_{ТТ6}$ - ВБР трансформатора тока 6кВ; $R_{В6}$ - ВБР силового выключателя.

Определим результирующую ВБР РУ-6кВ по формуле (3.59):

$$p_{РУ6} = 0,981 \cdot 0,993 \cdot 0,949 = 0,925$$

В данном подразделе определена ВБР РУ- 6 кВ. Полученный низкий показатель объясняется тем, что на ПС-220 кВ Рудная установлен один автотрансформатор и, следовательно, ввод в РУ-6 кВ также один. Можно отметить, что негативное влияние так же накладывает Блок АСУТП.

3.4 Вероятность безотказной работы силового автотрансформатора АТ2

Силовой автотрансформатор, установленный на ПС – 220 кВ Рудная соответствует всем требованиям ГОСТ 16772-77 «Трансформаторы и реакторы преобразовательные» [46], соответственно вероятность безотказной работы за наработку 24000 ч - не менее 0,945 - для масляных трансформаторов и реакторов, по формуле (2.60) найдем интенсивность отказов:

$$\lambda_{АТ2} = -\frac{\ln p}{t}, \quad (3.60)$$

где R - вероятность безотказной работы за время t , равная 0,945; t - время, в течении которого, рассчитывается вероятность безотказной работы.

$$\lambda_{АТ2} = -\frac{\ln 0,945}{24000} = 2,35 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{час}}$$

Рассчитаем вероятность безотказной работы автотрансформатора АТ2, по формуле (2.61), принятый расчётный срок – 2190 часа

$$p_{АТ2} = e^{-\lambda_{АТ2}t} \quad (2.61)$$

$$p_{АТ2} = e^{-2,35 \cdot 10^{-6} \cdot 2190} = 0,995$$

4. РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 220 КВ ПС-220 КВ РУДНАЯ В МОДИФИКАЦИИ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

На основании разработанной топологической схемы распределительного устройства 220 кВ, рисунок 4.2, строим схему замещения по надежности, рисунок 4.1.

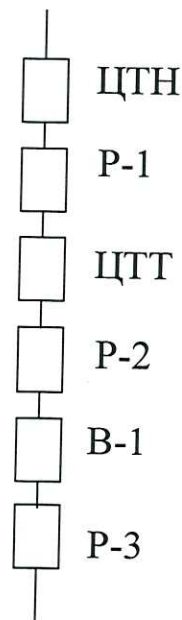


Рисунок 4.1 – Схема замещения по надежности для ОРУ-220 кВ.

Рассмотрим отличительные особенности расчета показателей надежности цифровых подстанций.

В общей схеме замещения, указанной на рисунке 4.1, представлены общие элементы, которые включают в себя ряд простейших элементов, оказывающих влияние на главный, первичный элемент.

Расчёт вероятности безотказной работы разъединителя Р-1 220 кВ

Рассмотрим подробный расчет показателя надежности на примере разъединителя, с условным обозначением Р-1 220 кВ, рисунок 2.2. Надежность разъединителя зависит не только от заводских характеристик и параметров, но

и от сложной системы воздействия на коммутационный аппарат. Так отказ разъединителя наступит в случае отказа устройств сопряжения с шиной процесса (УСШ), далее схема закольцована и надежность всей схемы значительно повышается. Резервирование в данном случае – нагруженное дублирование.

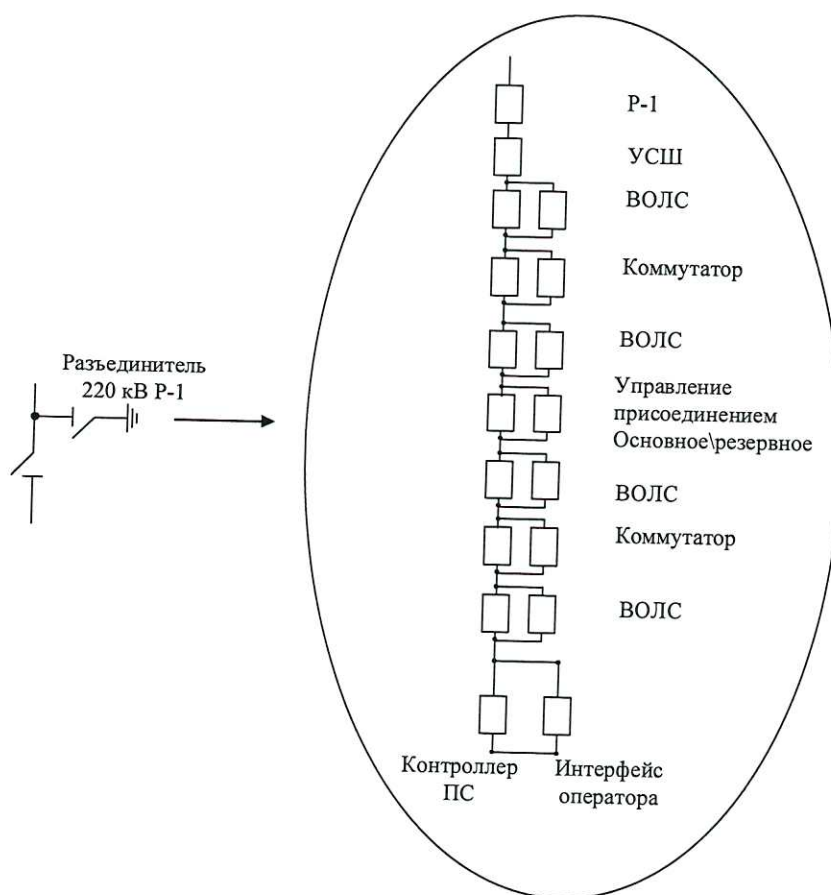


Рисунок 4.2 – Схема замещения по надежности для разъединителя P-1 220 кВ

Используя метод расчета схем с блочным резервированием преобразуем схему, представленную на рисунке 4.2 в упрощенную схему замещения по надежности для разъединителя P-1, произведем расчет новых параметров.

Необходимые формулы для расчёта показателей надежности [30]:

- Вероятность безотказной работы разъединителя P-1 соответствующая заводским характеристикам:

$$P_{P-1(T)} = e^{-\lambda_{P-1(T)}t}, \quad (4.7)$$

где $\lambda_{P-1(T)}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам.

- Вероятность безотказной работы УСШ разъединителя соответствующая заводским характеристикам:

$$P_{УСШ} = e^{-\lambda_{УСШ(T)}t}, \quad (4.8)$$

где $\lambda_{УСШ}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам устройства сопряжения с шиной процесса.

- Вероятность безотказной работы Блока ВОЛС1, расчет для блоков № 2,3,4 проводится аналогично:

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ВОЛС1}}t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{ВОЛС2}}t}), \quad (4.9)$$

где $\lambda_{\text{ВОЛС1}}$ - интенсивность отказов, соответствующая протяженности линии 1:

$$\lambda_{\text{ВОЛС1}} = l_1 \cdot \lambda_{0\text{ВОЛС}}, \quad (4.10)$$

где $\lambda_{0\text{ВОЛС1}}$ - удельная интенсивность отказов.

- ВБР Блока коммутаторов:

$$P_{\text{БлокКоммут}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{К1}}t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{К2}}t}), \quad (4.11)$$

где $\lambda_{\text{К1}}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам коммутатора 1.

- ВБР Блока управления присоединением:

$$P_{\text{БлокУпр.пр}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{Контр.пр.О}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{Контр.пр.Р}} \cdot t}), \quad (4.12)$$

где $\lambda_{\text{Контр.пр.О}}$, $\lambda_{\text{Контр.пр.Р}}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам контроллера присоединения.

- ВБР Блока управления подстанцией:

$$P_{\text{Упр.ПС}} = P_{\text{ИО}} \cdot P_{\text{Контр.ПС}}, \quad (4.13)$$

где $R_{\text{ИО}}$ - вероятность безотказной работы интерфейса оператора; $R_{\text{КПС}}$ - вероятность безотказной работы контроллера подстанции

Исходя схемы замещения, рисунок 2.2, полная надежность разъединителя Р-1 220 кВ рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{Р-1(Ц)}} = P_{\text{Р-1(Т)}} \cdot P_{\text{УСШ}} \cdot P_{\text{БлокВОЛС1}}^4 \cdot P_{\text{БлокКомут}}^2 \cdot P_{\text{БлокАУВ}} \cdot P_{\text{БлокУПР}}. \quad (4.14)$$

Данные для расчета приведены в таблице 2.1, справочные данные приведены в [32-37].

Рабочая документация предоставлена эксплуатационным отделом МЭС Востока для выполнения расчётов по данной тематике, так как выбранная тема находится в перечне тем предлагаемых к выполнению от МЭС Востока.

Таблица 2.1 – Основные показатели для расчета ВБР разъединителя Р-1 220 кВ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Показатели надежности блока управления подстанцией		
Интерфейс оператора (АРМ)	100 000	10^{-5}
Контролер подстанции (SPRECON-E-C, Sprecher Automation GmbH)	100 000	10^{-5}
Показатели надежности блока ВОЛС		
На 1 км линии		$3,88 \cdot 10^{-7}$
Показатели надежности блока устройства сопряжения с шиной процесса		
УСШ (Терминал БЭ2704v700, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатели надежности блока коммутаторов		
Коммутатор (RedBox RED25, Hirschmann)	345 000	$2,9 \cdot 10^{-6}$
Показатели надежности блока автоматики управления выключателем		
Контроллер присоединения (SPRECON-E-C, Sprecher Automation GmbH)	100 000	10^{-5}
Силовое оборудование		
Разъединитель Р-1 (SDF245pII*-100УХЛ+2E/3MD50, АBB)	131 400	$0,76 \cdot 10^{-5}$

Произведем расчет показателей надежности разъединителя Р-1 220 кВ, расчетный срок 1 квартал .

- ВБР разъединителя Р-1 220 кВ, согласно заводским характеристикам определим по формуле (4.7):

$$P_{P-1} = e^{-0,76 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,983.$$

- ВБР УСШ, согласно заводским характеристикам определим по формуле (4.8):

$$P_{УСШ} = e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,983.$$

- ВБР Блока ВОЛС, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик определим по формулам (4.9-4.10):

$$\lambda_{ВОЛС1} = 0,15 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,582 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$\lambda_{ВОЛС2} = 0,2 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,776 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = 1 - (1 - e^{-0,582 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,5776 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) = 0,999.$$

С учетом того, что длина ВОЛС для всех четырех блоков примерно равна, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = P_{\text{БлокВОЛС2}} = P_{\text{БлокВОЛС3}} = P_{\text{БлокВОЛС4}}.$$

- ВБР Блока коммутаторов, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик определим по формуле (4.11):

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = 1 - (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как блоки коммутаторов состоят из идентичного оборудования, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = P_{\text{БлокКоммут2}}$$

- ВБР Блока управления присоединением, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формуле (4.12):

$$P_{\text{БлокУпр.пр}} = 1 - (1 - e^{-10^{-5} \cdot 2190})(1 - e^{-10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

- ВБР Блока управления подстанцией, с учетом технических характеристик интерфейса оператора и контролера подстанции, определим по формуле (4.13):

$$P_{\text{УПР}} = e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} \cdot e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,957.$$

Полная вероятность безотказной работы разъединителя Р-1 220кВ, определим по формуле (4.14):

$$P_{\text{Р-1(Ц)}} = 0,983 \cdot 0,983 \cdot 0,999^4 \cdot 0,999^2 \cdot 0,999 \cdot 0,957 = 0,918.$$

Примем полную вероятность безотказной работы для разъединителей Р-2, Р-3 220 кВ равную $P_{\text{Р-1(Ц)}}$, так как схема взаимодействия между разъединителями Р-2, Р-3 220 кВ и вторичными цепями идентична, схеме взаимодействия Р-1 220 кВ.

Расчёт вероятности безотказной работы выключателя В-220 кВ

Необходимо найти надёжность выключателя В-220 кВ

На схеме замещения по надёжности, рисунок 2.3, изображены элементы вторичной схемы, оказывающие влияние на полную вероятность безотказной работы силового выключателя.

Необходимые формулы для расчёта показателей надёжности:

- Вероятность безотказной работы выключателя В-220 кВ соответствующая заводским характеристикам:

$$P_{В220} = e^{-\lambda_{В220(T)}t}, \quad (4.15)$$

где $\lambda_{В220(T)}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам.

- Вероятность безотказной работы УСШ выключателя соответствующая заводским характеристикам, найдём по формуле (2.8);

- Вероятность безотказной работы Блока ВОЛС1, расчет для блоков № 2,3,4 проводится аналогично, найдём по формулам (2.9-2.10);

- Вероятность безотказной работы Блока коммутаторов, найдём по формуле (2.11).

- Вероятность безотказной работы Блока релейной защиты:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{ДЗЛ+КСЗ}t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{КСЗ+АУВ}t}), \quad (4.16)$$

где $\lambda_{ДЗЛ+КСЗ}$, $\lambda_{КСЗ+АУВ}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам терминалов РЗА.

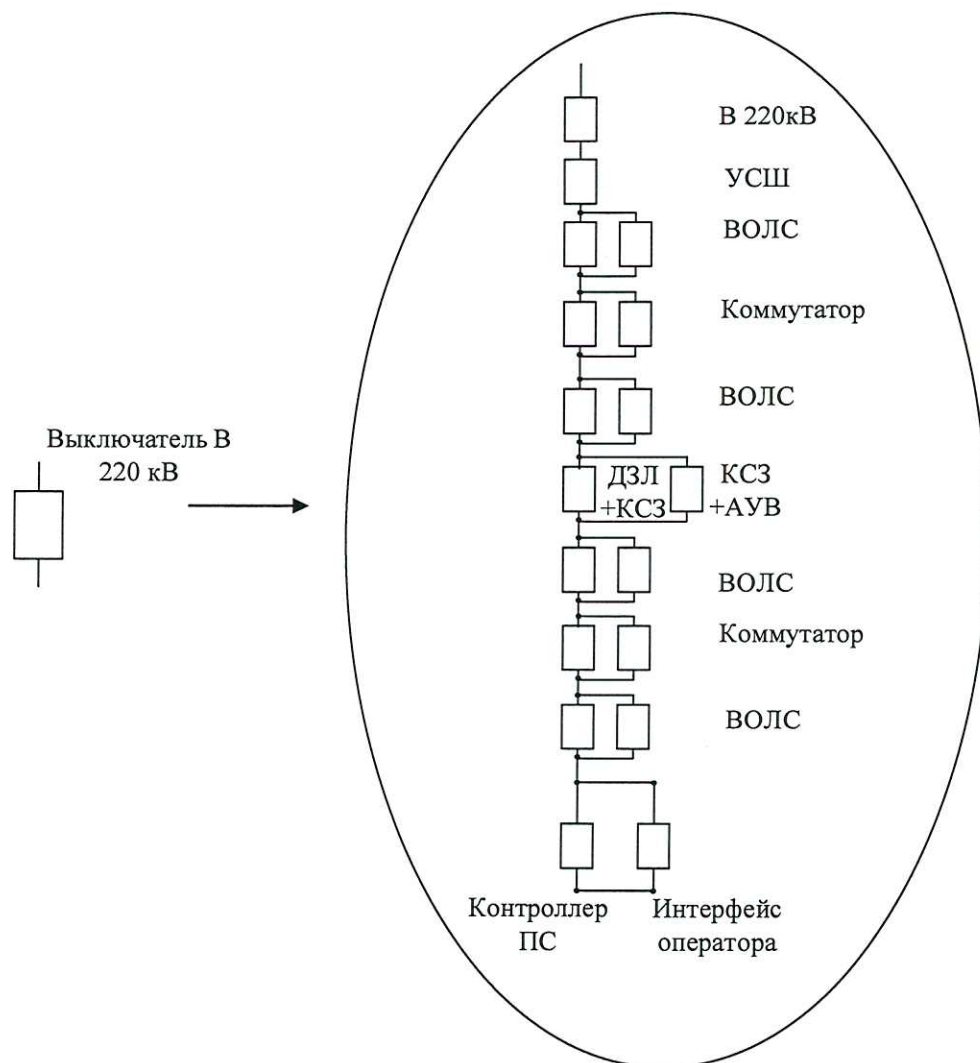


Рисунок 4.3 – Схема замещения по надежности выключателя В 220 кВ.

- Вероятность безотказной работы Блока управления подстанцией, найдём по формуле (4.13).

Исходя из схемы замещения полную вероятность безотказной работы выключателя В 220 кВ рассчитаем по формуле:

$$P_{В220(Ц)} = P_{В220(Т)} \cdot P_{УСО} \cdot P_{\text{БлокВОЛС1}}^4 \cdot P_{\text{БлокКомут}}^2 \cdot P_{\text{БлокРЗА}} \cdot P_{\text{БлокУПР}} \cdot (2.17)$$

Данные для расчета приведены в таблице 4.2, справочные данные приведены в [31-37].

Таблица 4.2 - Основные показатели для расчета ВБР выключателя 220кВ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Показатели надежности блока управления подстанцией		
Интерфейс оператора (АРМ)	100 000	10^{-5}
Контролер подстанции (SPRECON-E-C, Sprecher Automation GmbH)	100 000	10^{-5}
Показатели надежности блока ВОЛС		
На 1 км линии		$3,88 \cdot 10^{-7}$
Показатели надежности блока устройства сопряжения с шиной процесса		
УСО (Терминал БЭ2704v700, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Показатели надежности блока коммутаторов		
Коммутатор (RedBox RED25, Hirschmann)	345 000	$2,9 \cdot 10^{-6}$
Показатели надежности блока автоматики управления выключателем		
Терминал РЗ ДЗЛ+КСЗ (ШЭ2607 09, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗА КСЗ +АУВ (ШЭ2607 016, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Силовое оборудование		
Выключатель В- 220 (ЗАР1 DT-245, АВВ)	131 400	$0,76 \cdot 10^{-5}$

Произведем расчет показателей надежности выключателя В-220 кВ, расчетный срок 2190 часа.

- Вероятность безотказной работы выключателя В-220 кВ, согласно заводским характеристикам, формула для расчёта(4.15):

$$P_{В-220(Т)} = e^{-0,76 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,983.$$

- Вероятность безотказной работы УСЦ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (4.8):

$$P_{УСЦ} = e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,983.$$

- Вероятность безотказной работы Блока ВОЛС, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формулам (4.9-4.10):

$$\lambda_{ВОЛС1} = 0,15 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,582 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$\lambda_{ВОЛС2} = 0,2 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,776 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = 1 - (1 - e^{-0,582 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,5776 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) = 0,999.$$

С учетом того, что длина ВОЛС для всех четырех блоков примерно равна, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = P_{\text{БлокВОЛС2}} = P_{\text{БлокВОЛС3}} = P_{\text{БлокВОЛС4}}.$$

- Вероятность безотказной работы Блока коммутаторов, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формуле (4.11)

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = 1 - (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как блоки коммутаторов состоят из идентичного оборудования, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = P_{\text{БлокКоммут2}}.$$

- ВБР Блока РЗА, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формуле (4.16):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

- ВБР Блока управления подстанцией, с учетом технических характеристик интерфейса оператора и контролера подстанции, определим по формуле (4.13):

$$P_{\text{УПР}} = P_{\text{ИО}} \cdot P_{\text{К.ПС}} = e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} \cdot e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,957.$$

Полную ВБР выключателя В-220 кВ, определим по формуле (4.17):

$$P_{\text{В-220(Ц)}} = 0,983 \cdot 0,983 \cdot 0,999^4 \cdot 0,999^2 \cdot 0,999 \cdot 0,957 = 0,919.$$

Рассчитанные показатели занесем в таблицу 4.5.

Расчёт вероятности безотказной работы цифрового трансформатора тока ЦТТ 220 кВ

Необходимо найти надёжность цифрового трансформатора тока 220 кВ

На схеме замещения по надёжности, рисунок 4.4, изображены элементы вторичной схемы, оказывающие влияние на полную - ВБР цифрового измерительного трансформатора тока (ЦТН). Определим необходимые показатели надёжности.

- ВБР ЦТТ-220 кВ соответствующая заводским характеристикам:

$$P_{\text{ЦТТ220}} = e^{-\lambda_{\text{ЦТТ220}}(T)^t}, \quad (4.18)$$

где $\lambda_{\text{ЦТТ220}}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам.

- ВБР Блока ВОЛС1 найдём по формулам (4.9-4.10) расчет для блоков № 2,3,4 проводится аналогично;

- ВБР блока коммутаторов, найдём по формуле (4.11);

- ВБР Блока релейной защиты и автоматики:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{КСЗ+АУВ}} \cdot t}), \quad (4.19)$$

где $\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}}$, $\lambda_{\text{КСЗ+АУВ}}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам терминалов релейной защиты.

- ВБР Блока управления подстанцией, найдём по формуле (4.13).

Исходя из схемы замещения полную вероятность безотказной работы ЦТТ 220 кВ рассчитываем по формуле:

$$P_{\text{ЦТТ220}} = P_{\text{ЦТТ220}}(T) \cdot P_{\text{БлокВОЛС1}}^4 \cdot P_{\text{БлокКомут}}^2 \cdot P_{\text{БлокРЗА}} \cdot P_{\text{БлокУПР}} \cdot \quad (4.19)$$

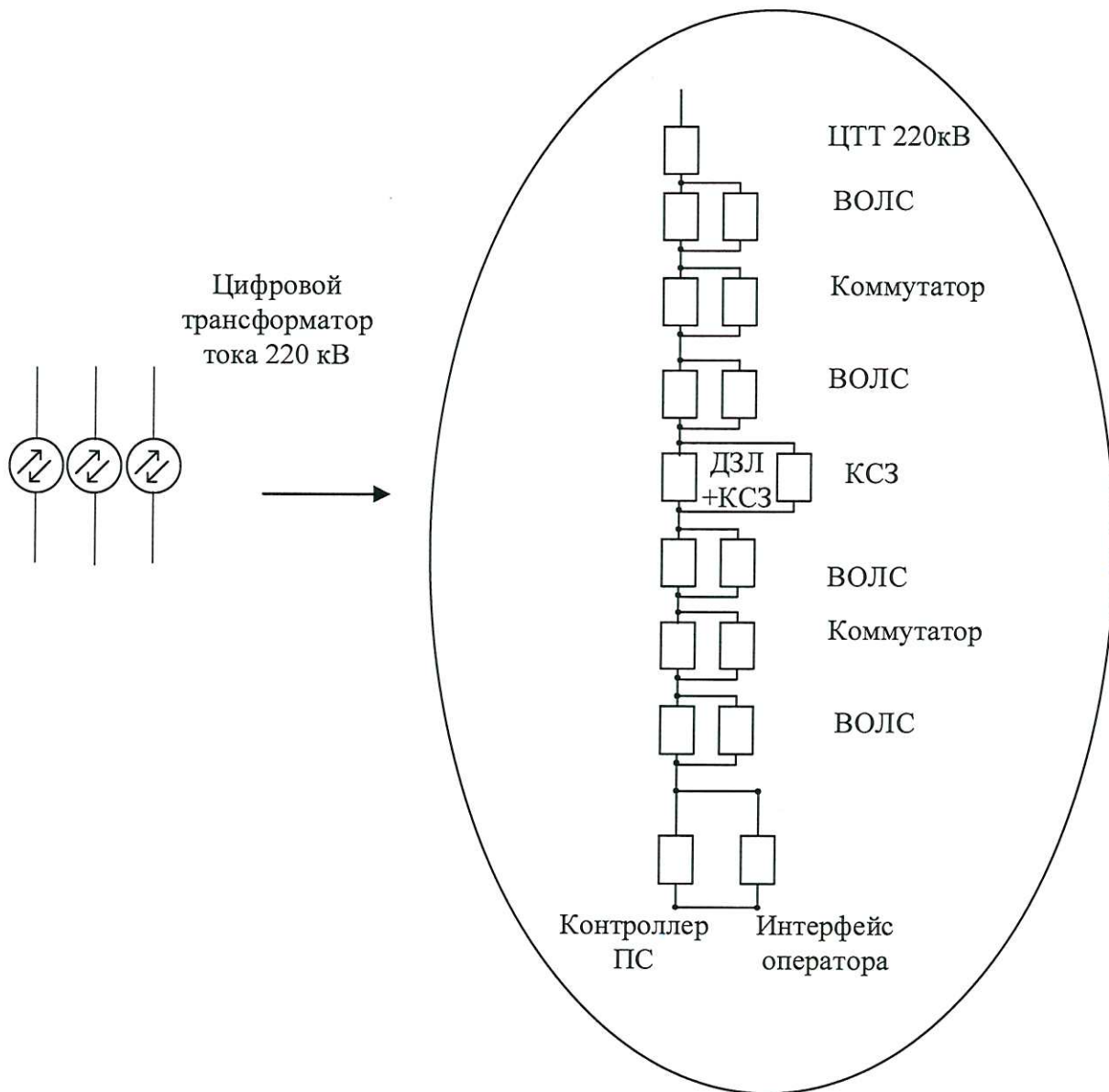


Рисунок 4.4 – Схема замещения по надежности для ЦТТ 220 кВ

Данные для расчета приведены в таблице 4.3, справочные данные приведены в литературе [31-36, 38].

Таблица 4.3 – Основные показатели для расчета ВБР ЦТТ 220кВ

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Показатели надежности блока управления подстанцией		
Интерфейс оператора (АРМ)	100 000	10^{-5}
Контролер подстанции (SPRECON-E-C, Sprecher Automation GmbH)	100 000	10^{-5}
Показатели надежности блока ВОЛС		
На 1 км линии	-	$3,88 \cdot 10^{-7}$
Показатели надежности блока коммутаторов		
Коммутатор (RedBox RED25, Hirschmann)	345 000	$2,9 \cdot 10^{-6}$
Показатели надежности блока релейной защиты		
Терминал РЗ ДЗЛ+КСЗ (ШЭ2607 09, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗА КСЗ +АУВ (ШЭ2607 016, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Силовое оборудование		
Цифровой трансформатор тока (ТТЭО-220, Профотек)	120 000	$0,83 \cdot 10^{-5}$

Произведем расчет показателей надежности ЦТТ-220 кВ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР ЦТТ-220 кВ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (2.17):

$$P_{\text{ЦТТ-220}} = e^{-0,83 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,981.$$

- ВБР Блока ВОЛС, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формулам (4.9-4.10):

$$\lambda_{\text{ВОЛС1}} = 0,15 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,582 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$\lambda_{\text{ВОЛС2}} = 0,2 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,776 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = 1 - (1 - e^{-0,582 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,776 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) = 0,999.$$

С учетом того, что длина ВОЛС для всех четырех блоков примерно равна, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = P_{\text{БлокВОЛС2}} = P_{\text{БлокВОЛС3}} = P_{\text{БлокВОЛС4}}.$$

- ВБР Блока коммутаторов, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формуле (4.11):

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = 1 - (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как блоки коммутаторов состоят из идентичного оборудования, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = P_{\text{БлокКоммут2}}.$$

- ВБР Блока релейной защиты, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формуле (4.19):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999$$

- ВБР Блока управления подстанцией, с учетом технических характеристик интерфейса оператора и контролера подстанции, определим по формуле (4.13):

$$P_{\text{БлокУпр.ПС}} = e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} \cdot e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,957$$

Полная ВБР ЦТТ-220 кВ, определяем по формуле (4.20):

$$P_{\text{ЦТТ-220}} = 0,981 \cdot 0,999^4 \cdot 0,999^2 \cdot 0,999 \cdot 0,957 = 0,932$$

Рассчитанные показатели занесем в таблицу 4.5.

Расчёт вероятности безотказной работы цифрового трансформатора напряжения ЦТН 220 кВ

На схеме замещения по надежности, рисунок 4.5, изображены элементы вторичной схемы, оказывающие влияние на полную вероятность безотказной работы цифрового измерительного трансформатора напряжения. Определим необходимые показатели надежности.

- ВБР цифрового измерительного трансформатора напряжения (ЦТН) 220 кВ соответствующая заводским характеристикам:

$$P_{\text{ЦТН220}} = e^{-\lambda_{\text{ЦТН220(Т)}} t}, \quad (4.21)$$

где $\lambda_{\text{ЦТН}220}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам.

- ВБР Блока ВОЛС1, найдём по формулам (4.9-4.10), расчет для блоков № 2,3,4 проводится аналогично;

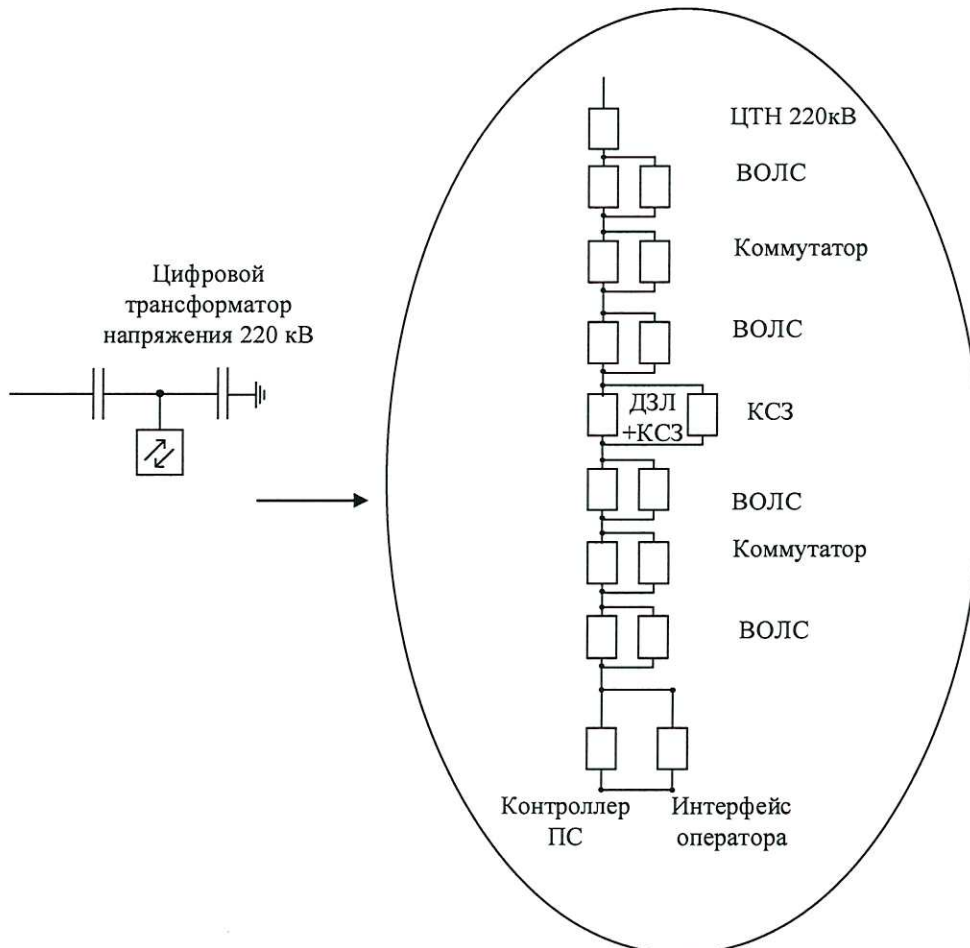


Рисунок 4.5 – Схема замещения по надежности ЦТН 220 кВ.

- ВБР Блока коммутаторов, найдём по формуле (4.11)
- ВБР Блока релейной защиты и автоматики:

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-\lambda_{\text{ДЗЛ+КСЗ}} \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\lambda_{\text{КСЗ+АУВ}} \cdot t}), \quad (4.22)$$

где $\lambda_{ДЗЛ+КСЗ}$, $\lambda_{КСЗ+АУВ}$ - интенсивность отказов, соответствующая заводским характеристикам терминалов РЗА.

- ВБР Блока управления подстанцией, найдём по формуле (4.13)

Исходя из схемы замещения, рисунок 4.5, полная ВБР ЦТН 220 кВ рассчитывается по формуле

$$R_{\text{ЦТН220}} = R_{\text{ЦТН220(Т)}} \cdot R_{\text{БлокВОЛС1}}^4 \cdot R_{\text{БлокКомут}}^2 \cdot R_{\text{БлокРЗА}} \cdot R_{\text{БлокУПР}} \cdot (4.23)$$

Данные для расчета приведены в таблице 4.4, справочные данные приведены в [31-36, 39].

Таблица 4.4. – Основные показатели для расчета вероятности безотказной работы ЦТН 220кВ.

Оборудование	Среднее время наработки на отказ, ч	Интенсивность отказов, 1/ч
Показатели надежности блока управления подстанцией		
Интерфейс оператора (АРМ)	100 000	10^{-5}
Контролер подстанции (SPRECON-E-C, Sprecher Automation GmbH)	100 000	10^{-5}
Показатели надежности блока ВОЛС		
На 1 км линии		$3,88 \cdot 10^{-7}$
Показатели надежности блока коммутаторов		
Коммутатор (RedBox RED25, Hirschmann)	345 000	$2,9 \cdot 10^{-6}$

Окончание таблицы 4.4. – Основные показатели для расчета вероятности безотказной работы ЦТН 220кВ.

Показатели надежности блока автоматики управления выключателем		
Терминал РЗ ДЗЛ+КСЗ (ШЭ2607 09, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Терминал РЗА КСЗ +АУВ (ШЭ2607 016, ЭКРА)	125 000	$0,8 \cdot 10^{-5}$
Силовое оборудование		
Цифровой трансформатор напряжения (ДНЕЭ-220 ,Профотек)	120 000	$0,83 \cdot 10^{-5}$

Произведем расчет показателей надежности ЦТН-220 кВ, расчетный срок 2190 часа.

- ВБР ЦТН-220 кВ, согласно заводским характеристикам, определим по формуле (2.21):

$$P_{\text{ЦТН-220}} = e^{-0,83 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,981.$$

- ВБР Блока ВОЛС, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формулам (2.9-2.10):

$$\lambda_{\text{ВОЛС1}} = 0,15 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,582 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$\lambda_{\text{ВОЛС2}} = 0,2 \cdot 3,88 \cdot 10^{-7} = 0,776 \cdot 10^{-7} \frac{1}{\text{час}},$$

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = 1 - (1 - e^{-0,582 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,776 \cdot 10^{-7} \cdot 2190}) = 0,999.$$

С учетом того, что длина ВОЛС для всех четырех блоков примерно равна, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокВОЛС1}} = P_{\text{БлокВОЛС2}} = P_{\text{БлокВОЛС3}} = P_{\text{БлокВОЛС4}}.$$

- ВБР Блока коммутаторов, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формуле (2.11):

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = 1 - (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 2190}) = 0,999.$$

Так как блоки коммутаторов состоят из идентичного оборудования, примем следующее допущение:

$$P_{\text{БлокКоммут1}} = P_{\text{БлокКоммут2}}.$$

- ВБР Блока релейной защиты и автоматики, с учетом закольцованной схемы и технических характеристик, определим по формуле (2.22):

$$P_{\text{БлокРЗА}} = 1 - (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) \cdot (1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-5} \cdot 2190}) = 0,999.$$

- ВБР Блока управления подстанцией, с учетом технических характеристик интерфейса оператора и контролера подстанции, определим по формуле (2.13):

$$P_{\text{УПР}} = P_{\text{ИО}} \cdot P_{\text{К.ПС}} = e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} \cdot e^{-1 \cdot 10^{-5} \cdot 2190} = 0,957$$

Полную ВБР ЦТН-220 кВ, определим по формуле (2.23):

$$P_{\text{ЦТН-220}} = 0,981 \cdot 0,999^4 \cdot 0,999^2 \cdot 0,999 \cdot 0,957 = 0,932.$$

Рассчитанные показатели занесем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Рассчитанные показатели вероятности безотказной работы для РУ-220 кВ в модификации цифровой подстанции

Вероятность безотказной работы, R	Оборудование			
	Разъединитель Р-220 кВ	Выключатель В-220 кВ	ЦТН 220 кВ	ЦТТ 220кВ
$P_{(T)}$	0,983	0,983	0,983	0,983
$P_{\text{УСШ}}$	0,983	0,983	-	-
$P_{\text{ВОЛС}}$	0,999	0,999	0,999	0,999
$P_{\text{БлокРЗА}}$	0,999	0,999	0,999	0,999
$P_{\text{БлокКом}}$	0,999	0,999	0,999	0,999
$P_{\text{БлокУпрПС}}$	0,957	0,957	0,957	0,957
P	0,918	0,919	0,932	0,932

После определения всех необходимых показателей, найдем вероятность безотказной работы ОРУ-220 кВ в модификации цифровой подстанции. Так как в электрической схеме элементы следуют друг за другом и образуют многоэлементную цепочку. В такой цепочке каждый элемент вносит свою долю отказов в снижение общей надежности. Поэтому в подобных системах отказ одного элемента приводит к отказу всей системы в целом. Структура такой системы называется основным соединением элементов. В приведенной схеме

замещения, рисунок 2.1, отказ любого элемента приведет к отказу системы в целом. Поэтому в схеме замещения по надежности все элементы соединены последовательно. Определим вероятность безотказной работы распределительного устройства 220 кВ по формуле:

$$P_{РУ220.Ц} = P_{P-1(Ц)}^3 \cdot P_{В-220(Ц)} \cdot P_{ЦТТ220} \cdot P_{ЦТН220}, \quad (2.24)$$

где $P_{P-1(Ц)}$ - полная вероятность безотказной работы разъединителя;
 $P_{В-220(Ц)}$ - полная вероятность безотказной работы выключателя В-220кВ;
 $P_{ЦТТ220}$ - полная вероятность безотказной работы цифрового трансформатора тока; $P_{ЦТН220}$ - полная вероятность безотказной работы цифрового трансформатора напряжения.

Произведем расчёт по формуле (4.24):

$$P_{РУ220.Ц} = 0,918^3 \cdot 0,919 \cdot 0,932 \cdot 0,932 = 0,617.$$

В данном подразделе был произведен расчёт вероятности безотказной работы РУ-220 кВ с одним присоединением со схемой Блок схема для цифровой подстанции на примере ПС-220 кВ Рудная. Большое количество элементов, по сравнению с традиционной подстанцией, повлекло за собой увеличение риска отказа системы. Произведен выбор оборудования в соответствии с концепцией цифровой подстанции. Так как терминалы релейной защиты, установленные на существующей ПС не поддерживают возможность перехода к цифровой подстанции было принято решение их заменить, выбраны терминалы и УСШ производства НПП «ЭКРА», заменено и первичное оборудование – выбраны цифровые трансформаторы тока и напряжения производства «ЗАО» Профотек.

4.1 Расчёт показателей надёжности ПС-220 кВ Рудная в двух модификациях.

Составим схему замещения по надёжности для всей подстанции, включая распределительные устройства и автотрансформатор. Главной задачей работы является рассчитать надёжность питания потребителей 6 кВ. Расчёт ведется до шин 6 кВ.

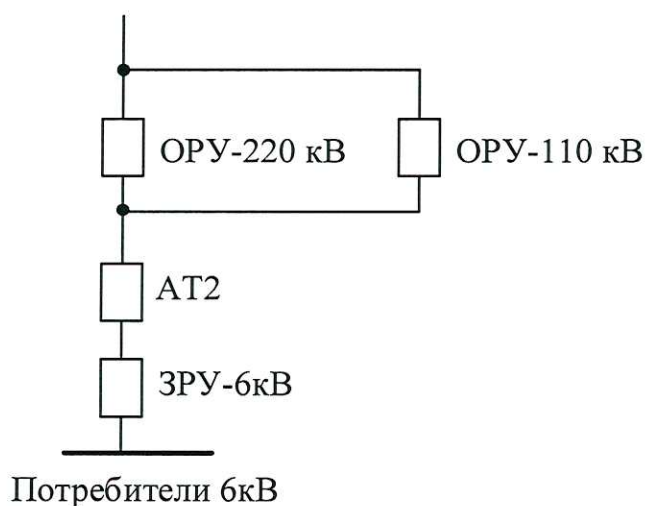


Рисунок 2.26 Схема замещения по надёжности ПС-220кВ Рудная

На основании схемы замещения, приведенной на рисунке. 2.26, составляем формулу (2.62) для расчёта результирующей вероятности безотказной работы. Питание потребителей 6 кВ осуществляется от двух распределительных устройств, распределительные устройства резервируют друг друга из этого следует то, что отказ произойдет в том случае если, откажут оба элемента одновременно. Последующие элементы в цепочке стоят последовательно, так как отказ одного из элементов приведет к отказу цепочки в целом

$$p = (1 - (1 - P_{РУ220}) \cdot (1 - P_{РУ110})) \cdot P_{АТ2} \cdot P_{РУ6} \quad (2.62)$$

Для сравнения надёжности питания 6 кВ потребителей предлагается рассчитать результирующую надёжность в двух вариациях распределительного

устройства 220 кВ для подстанции нового поколения и для модификации цифровой подстанции. Необходимые данные рассчитаны ранее в разделах 2.1-2.5 и обобщены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Данные для расчёта результирующей ВРБ

Показатель	РУ-220Ц	РУ-220	РУ-110	АТ2	РУ-6
R	0,617	0,727	0,908	0,995	0,925

Произведем расчёт результирующей вероятности безотказной работы для цифровой подстанции по формуле (2.62):

$$p = (1 - (1 - 0,617) \cdot (1 - 0,908)) \cdot 0,995 \cdot 0,925 = 0,888$$

Произведем расчёт результирующей вероятности безотказной работы для подстанции нового поколения по формуле (2.62):

$$p = (1 - (1 - 0,727) \cdot (1 - 0,908)) \cdot 0,995 \cdot 0,925 = 0,897$$

В соответствии с [47] рекомендуемая вероятность безотказной работы должна стремиться к показателю равному 0,9918. Подводя итоги расчётов можно сказать, что столь низкая результирующая вероятность безотказной работы объясняется рядом факторов.

Например, одним из недостатков принятой первичной схемы является, единственная линия, питающая РУ-220 кВ, которая не обеспечивает резервирование. В перспективе предусмотрено строительство второй линии 220 кВ – ВЛ – Февральская 2. На подстанции зарезервированы места под коммутационные аппараты, кабельные линии и шкафы вторичных цепей (релейной защиты, учёта, измерений и АСУТП).

В случае строительства и ввода в эксплуатацию второй линии показатель надежности безусловно увеличится, как показали расчёты вероятность безотказной работы вырастет в 1,29 раз и на 1,38 раз для распределительных устройств 220 кВ подстанции нового поколения и для цифровой подстанции соответственно, при условии, что все аппараты линий будут идентичны.

Результирующая надежность всей подстанции будет равна 0,914 для подстанции нового поколения и 0,908 для цифровой подстанции для времени 0,4 года. В процессе дальнейшего развития подстанции при установке второго автотрансформатора появится резерв мощности и питания со стороны по низкого напряжения, таким образом еще один элемент подрывающий надежность будет обладать резервом. Так как требование по надёжности 0,992 целесообразно выполнять схему РУ 220 в виде схемы четырёхугольника что бы достичь требуемого параметра надёжности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведённых теоретических исследований изучены вопросы надёжности электрических подстанций и получены следующие основные результаты:

1. Выделены отличительные признаки подстанций, на основании этих признаков предложена классификация трансформаторных подстанций. В предложенной классификации выделяются три типа подстанций – традиционная подстанция старого поколения, традиционная подстанция нового поколения и цифровая подстанция.

2. РУ-220 кВ показана на одном блоке ПС – 220 кВ Рудная как выделенная топологическая единица в соответствии с концепцией цифровой подстанции. При рассмотрении разработанной топологической схемы выявлено влияние вторичных цепей на первичный элемент. На основании этих данных составлена схема замещения по надёжности, предложены формулы для расчёта элементов вторичных цепей и расчёта вероятности безотказной работы распределительного устройства. Стоит отметить, что в цифровой подстанции осуществляется резервирование коммуникационных элементов, например, оптическое кольцо передачи данных для протоколов SV и GOOSE, но наряду с этим достоинством есть и слабые места – УСШ элемент, находящийся в зоне риска, элемент без резерва.

3. По составленным схемам замещения по надёжности произведен расчёт вероятности безотказной работы. При расчёте вероятности безотказной работы было выявлено, что большее количество элементов цифровой подстанции, по сравнению с традиционной подстанцией, повлекло за собой увеличение риска отказа системы. В разделе расчёта РУ-220 кВ ПС - 220кВ Рудная существенное влияние на снижение показателя надёжности оказало введение в расчёт блока АСУТП, так как данный блок имеет слабые не резервированные места всего одна питающая линия по стороне 220 кВ. При расчёте РУ-110 кВ было установлено, что влияние на надёжность оказало количество питающих линий,

со стороны РУ-110 кВ. Две, линии резервируют друг друга, что увеличивает надежность по сравнению с РУ-220 кВ. В разделе расчёта РУ-6 кВ полученный низкий показатель объясняется тем, что на ПС-220 кВ Рудная установлен один, не резервированный автотрансформатор и, следовательно, ввод в РУ-6 кВ также один. Можно отметить, что негативное влияние накладывает Блок АСУТП.

Подводя итоги, можно сказать, что вероятность безотказной работы цифровой подстанции оказалась ниже подстанции нового поколения. Вероятность безотказной работы для цифровой подстанции 0,888 и для подстанции нового поколения 0,897. Низкий показатель надежности цифровой подстанции объясняется большим количеством элементов вторичных цепей, слабыми местами схемы, сравнительно низкими характеристиками, которыми обладают цифровые измерительные трансформаторы.

Повышение показателей надёжности можно добиться при помощи устранения слабых мест в схеме цифровой подстанции, путем резервирования элементов подверженных риску. Так же, к повышению надежности приведет усиление аппаратной части, понижение гарантируемой интенсивности отказов со стороны производителей. Снижению вероятности отказа будет способствовать сокращение сроков технического обслуживания, но это повлечет за собой увеличение эксплуатационных затрат.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Цифровая подстанция. Подходы к реализации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ruscable.ru/article/Cifrovaya_podstanciya_Podxody_k_realizacii/
2. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosseti.ru/investment/policy_innovation_development/doc/innovation_program.pdf
3. Измерительные трансформаторы напряжения в схемах релейной защиты и автоматики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/relay/1653-izmeritelnye-transformatory.html>
4. СТО 56947007-29.240.10.167-2014. Информационно-технологическая инфраструктура подстанций. Типовые технические решения [Текст] – Введ. 21.03.2014 приказом ОАО «ФСК ЕЭС» № 147. – 50 с.
5. Рд 34.35.120-90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) подстанций Напряжением 35-1150 кВ [Текст] – Введ. Министерством энергетики к электрификации СССР 28.12.90 г.: ввод в действие с 01.06.91. – 10 с.
6. Новая Парадигма «Цифровой Подстанции» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.to-inform.ru/index.php/arkhiv/item/novaya-paradigma>
7. Козлов А.Н., Янченко А.С. Цифровая подстанция. Протокол МЭК 61850 / Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов.– Сб. труд. Восьмой Междунар. науч. -техн. конф. 27–29 мая 2015 года, Благовещенск: Издательство ЧП «Сажинев А.А.», 2015. – 578 с.
8. Моржин Ю. И., Попов С. Г. Концепция технология внедрения опытного полигона «Цифровая подстанция ЕНЭС»// Энергия единой сети вып.5 декабрь 2012 – январь 2013. – С. 4-19.

9.Коржов С.А., Прядко Ю.А. Новые возможности цифровых подстанций. / Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов.– Сб. труд. Восьмой Междунар. науч. -техн. конф. 27–29 мая 2015 года, Благовещенск: Издательство ЧП «Сажинев А.А.», 2015. – 578 с.

10.Чичев С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Автоматизированная система технологического управления электрических сетей 6-220 кв с цифровой подстанцией 220 кв и выше в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» //Вестник ТГУ, т.18, вып.5. – 2013.

11.Проектная документация ПС Рудная.

12.Человеческий фактор при обеспечении кибербезопасности объектов электроэнергетики [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/releyshik/2016/07/26/chelovecheskij-faktor-pri-obespechenii-kiberbezopasnosti-obektov-elektroenergetiki>

13.Забелкин Б.А. Васильев Ю.А. Меер В.М. О создании объекта нового поколения «цифровая подстанция» // Энергетика Татарстана, вып.2. – 2011. – С. 11-14.

14.ABB to deliver digital substation for one of India’s largest IT parks [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/F54D851C018A4CABC12580C8004C1749.aspx>

15.We are bridging the gap. Enabling the ABB digital substation. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://new.abb.com/substation-automation/systems/digital-substation/bridging-the-gap>

16.Creating Real Opportunities With Today’s Digital Substation [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.engerati.com/article/creating-real-opportunities-today%E2%80%99s-digital-substation>

17.Суков С.В., Коломеев Н.А. Структура и оборудование цифровой подстанции / Актуальные вопросы энергетики. – Сб. труд. Всероссийской науч. конф. 12 мая 2016 года, Омск.

18.Проектирование цифровых подстанций как опыт эффективного внедрения инновационных технологий. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.eprussia.ru/epr/230/15331.htm>

19.Разработка математических моделей цифровых подстанций на базе анализа автоматизированных технологических систем преобразования электроэнергии. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.top-technologies.ru/ru/article/view?id=36173>

20.Digital Substation: Evolution or Revolution? [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://tdworld.com/distribution-management-systems/digital-substation-evolution-or-revolution>

21. Протокол GOOSE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/02/13/protokol-obmena-danny-mi-goose>

22.Переход подстанций на цифровой уровень [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.energetica-international.com/articles/substations-gofully-digital-but-stay-compatible>

23.Концепция цифровой автоматизированной подстанции 110-750 кВ [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.combienergy.ru/stat/1180-Koncepciya-cifrovoy-avtomatizirovannoy-podstancii-110-750-kV>

24.Семинар компании АВВ по цифровым подстанциям [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.besp.by/ru/12-news-whole/294-seminar-kompanii-abb-po-tsifrovym-podstantsiyam.html>

25.Андрей Епифанов: «В цифровых подстанциях мы видим огромный потенциал» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2016/04/26/andrej-epifanov-v-tsifrovyh-podstantsiyah-my-vidim-ogromnyj-potentsial/>

26.Цифровая подстанция: где здесь РЗА? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/07/24/tsifrovaya-podstantsiya-gde-zdes-rza/>

27.Протокол Sampled Values [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/08/21/protokol-ie-61850-9-2>

28.Протокол GOOSE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/02/13/protokol-obmena-danny-mi-goose>

29.Протокол MMS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/04/12/protokol-mms/>

30.Надежность в технике. Термины и определения [Текст] : ГОСТ Р 27.002–2009. – введ. 2011-01-01. – М. : Изд-во стандартов, 2011. – 24 с.

31.Надежность электроустановок: учеб. пособие / П.С. Пинчуков, М.В. Наконечный. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2015. – 101 с. : ил.

32.МТBF (наработка на отказ) и гарантия в мире компьютеров. Что важно? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.hwp.ru/articles/MTBF__28narabotka_na_otkaz_29_i_garantiya_v_mire_kompyuterov_CNto_vazhno__64037/?PAGEN_1=3

33.Контроллеры SMART со склада [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://asutp.ru/?p=200002>

34.Надежность систем и устройств [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://kspt.icc.spbstu.ru/media/files/2011/course/depend/01_Intro.pdf

35.ЭКРА.656132.091-08РЭ Руководство по эксплуатации терминалы защиты серии БЭ2704 [Текст] – УТВЕРЖДЕН ЭКРА.656132.091РЭ– 117 с.

36.Управляемый 10 портовый коммутатор с PRP / HSR или Redbox (Redundancy Box) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kyland.ru/product/10/ruby3>

37.Рабочая документация ВЛ-220кВ Февральская – Рудная с ПС 220кВ Рудная. ПС 220кВ Рудная открытое распределительное устройство 220кВ. Электротехнические решения 423808 – 045 – ЭП. – 48 с.

38. Трансформаторы тока электронные оптические [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/products/206/>

39. Делители напряжения емкостные электронные [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/products/207/>

40. ВЛ-220кВ Февральская – Рудная с ПС 220кВ Рудная. Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП). Основной комплект рабочих чертежей 423808 – 038 – АУ. Рабочая документация. [Текст] – 58 с.

41. ВЛ-220кВ Февральская – Рудная с ПС 220кВ Рудная. Управление и автоматика ПС Рудная. Установка главных трансформаторов. Основной комплект рабочих чертежей 423808 – 040 – УА 1.1. Рабочая документация. [Текст] – 97 с.

42. Прытков, С. Ф. Надежность ЭРИ: Справочник. / С. Ф. Прытков, В. М. Горбачева, А. А. Борисов и др. // Науч. рук. С. Ф. Прытков. – М.: ФГУП «22 ЦНИИ МО РФ», 2004. – 574 с

43. ВЛ-220кВ Февральская – Рудная с ПС 220кВ Рудная. Кабельное хозяйство. Журналы и раскладка. 423808 – 027 – ЭП. Рабочая документация. [Текст] – 125 с.

44. ВЛ-220кВ Февральская – Рудная с ПС 220кВ Рудная. ПС 220кВ Рудная открытое распределительное устройство 110кВ. Электротехнические решения 423808 – 047 – ЭП. Рабочая документация [Текст] – 39 с.

45. ВЛ-220кВ Февральская – Рудная с ПС 220кВ Рудная. ПС 220кВ. Здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ), совмещенное со ЗРУ 6кВ Электротехнические решения 423808 – 060 – ЭП. Рабочая документация [Текст] – 31 с.

46. ГОСТ 16772-77 Трансформаторы и реакторы преобразовательные. Общие технические условия. – Введ. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 22.03.77 N 32. – М. : Изд-во стандартов, 1977. – 32 с.

47. Методика оценки схемно-технической надежности технологических электрических сетей ОАО «РЖД» и электрических сетей внешнего электроснабжения для синхронизации инвестиционных программ ОАО «РЖД», ОАО «ФСК ЕЭС» и «Холдинг МРСК» (актуализированная версия по замечаниям ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС»). [Текст] – 108 с.