

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Институт «Политехнический»
Факультет «Заочный»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

Начальник ОАСУТП ООО «ЧЗМЭК»

_____ И.В. Ергашев
« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
профессор, д.т.н

_____ И.М. Кирпичникова
« ____ » _____ 2020 г.

Подстанция цифровая распределительная 10/0,4 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ МАГИСТРА
ЮУрГУ-13.04.02.2020.127.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР

доцент, к.т.н

_____ Р.Г. Валеев
« ____ » _____ 2020 г.

Автор ВКР

студент группы ПЗ-385

_____ Д.А. Полтавский
« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер

Старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ____ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»

«Политехнический институт»

Факультет «Заочный»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Магистерская программа

«Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Полтавского Дениса Андреевича

Группа – ПЗ-385

1 Тема работы «Подстанция цифровая распределительная 10/0,4 кВ»

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ от 25 декабря 2019 г., № 2882

Срок сдачи студентом законченной работы – 11.01.2020 г.

2 Исходные данные к работе: результаты проведения научно-исследовательской работы

3 Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1 Введение

2 Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования

3 Выбор силового электрооборудования цифровой распределительной подстанции

4 Выбор устройств связи, управления, защиты на цифровой распределительной подстанции

5 Оценка экономической эффективности проекта

6 Заключение.

4 Дата выдачи задания: 10 октября 2017 г.

Научный руководитель _____ / Р.Г. Валеев /

Задание принял к исполнению _____ / Д.А. Полтавский /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	10.09.19	
2	Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования	01.10.19	
3	Выбор силового электрооборудования цифровой распределительной подстанции	18.10.19	
4	Выбор устройств связи, управления, защиты на цифровой распределительной подстанции	25.10.19	
5	Оценка экономической эффективности проекта	04.11.19	
8	Заключение	08.12.19	
9	Библиографический список	10.12.19	
10	Оформление пояснительной записки	16.12.19	
11	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	11.01.20	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ _____ / И.М. Кирпичникова /

Научный руководитель работы _____ / Р.Г. Валеев /

Магистрант _____ / Д.А. Полтавский /

АННОТАЦИЯ

Полтавский Д.А. Подстанция цифровая распределительная 10/0,4 кВ.
– Челябинск: ЮУрГУ, Заочный, 2020. – 78 с., 27 рис., 12 табл., библиогр.
список – 30 наим.

Ключевые слова: Цифровая подстанция, автоматические выключатели, цифровой трансформатор, комплектное распределительное устройство, датчики тока, датчики напряжения

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос разработки цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ.

В первой главе магистерской диссертации проведен анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования

Во второй главе магистерской диссертации выбрано силовое электрооборудование цифровой распределительной подстанции

В третьей главе магистерской диссертации выбраны устройства связи, управления, защиты на цифровой распределительной подстанции

В четвертой главе магистерской диссертации оценена экономическая эффективность проекта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ	
1.1 Изучение текущего состояния цифровизации электрических сетей.....	7
1.2 Изучение концепции цифровизации сетей ПАО «Россети»	15
1.3 Изучение литературы и патентов по теме исследования.....	17
Формулировка цели и постановка задач исследования.....	20
2 ВЫБОР СИЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЦИФРОВОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	
2.1 Расчет электрических нагрузок группы домов ЖК «Александровский» г. Челябинска.....	21
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов.....	21
2.1.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий.....	25
2.1.3 Выбор трансформаторной подстанции.....	26
2.2 Подбор оборудования цифровой подстанции.....	33
2.3 Подбор оборудования РУ 0,4 кВ.....	40
Выводы по разделу 2.....	51
3 ВЫБОР УСТРОЙСТВ СВЯЗИ, УПРАВЛЕНИЯ, ЗАЩИТЫ НА ЦИФРОВОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	
3.1 Выбор устройств связи.....	52
3.2 Выбор устройств РЗА.....	54
3.3 Анализ параметров трансформаторных подстанций с применением цифровых технологий	63
Выводы по разделу 3.....	66
4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА	
4.1 Расчет капиталовложений на внедрение проекта.....	67
4.2 Расчет экономической эффективности проекта.....	71
Выводы по разделу 4.....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	76

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы.

Реализация долгосрочной стратегии развития нашей страны на период до 2030 г. невозможна без создания инновационного, технически надежного электросетевого комплекса. В качестве приоритетных направлений развития энергетического сектора названы создание и внедрение в электросетевую инфраструктуру современных цифровых технологий и интеллектуальных систем управления, формирование гибких и надежных автоматизированных центров обработки данных и систем интеллектуального учета электрической энергии. Ожидается, что реализация национального проекта по формированию интеллектуальной энергосистемы в России приведет к сокращению инфраструктурных затрат и создаст условия для расширения инвестиций не только в энергетику, но и в другие отрасли промышленности.

Цель работы – разработка проекта цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ и анализ ее целесообразности для внедрения в жилом фонде.

Для достижения заявленной цели были поставлены следующие задачи исследования:

- 1 Провести анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования.
- 2 Выбрать силовое электрооборудование цифровой распределительной подстанции.
- 3 Выбрать устройства связи, управления, защиты на цифровой распределительной подстанции.
- 4 Оценить экономическую эффективность проекта.

Объект исследования – Городские распределительные сети 0,4-10 кВ.

Предмет исследования – Определение оптимального уровня оснащения цифровыми технологиями городской распределительной подстанции напряжением 10/0,4 кВ.

Практическая значимость работы заключается в возможности применения результатов работы или ее части для рационального применения цифровых технологий при проектировании городских распределительных подстанций 6-10/0,4 кВ.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Изучение текущего состояния цифровизации электрических сетей

Цифровая сеть – совокупность объектов электрической сети, управление которыми осуществляется на базе цифровых технологий.

Цифровизация – применение прорывных технологий, трансформирующих операционные процессы и бизнес модели за счет замещения или дополнения человека на базе использования продвинутой аналитики, искусственного интеллекта, мобильных и носимых устройств, роботизации и интеграционных технологических платформ.

Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция с высоким уровнем автоматизации, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850.

Реализация долгосрочной стратегии развития нашей страны на период до 2030 г. невозможна без создания инновационного, технически надежного электросетевого комплекса. В качестве приоритетных направлений развития энергетического сектора названы создание и внедрение в электросетевую инфраструктуру современных цифровых технологий и интеллектуальных систем управления, формирование гибких и надежных автоматизированных центров обработки данных и систем интеллектуального учета электрической энергии. Ожидается, что реализация национального проекта по формированию интеллектуальной энергосистемы в России приведет к сокращению инфраструктурных затрат и создаст условия для расширения инвестиций не только в энергетику, но и в другие отрасли промышленности.

В результате длительного процесса реформирования энергетического сектора ухудшились практически все отраслевые технико-экономические показатели: увеличились удельные расходы топлива на производство электроэнергии, в генерации и электросетевом хозяйстве снизилась загрузка установленных мощностей, выросли потери электроэнергии на ее передачу, существенно увеличилась численность производственного персонала (соответственно и расходы на оплату труда), стоимость строительства энергетических объектов возросла не только с дореформенным периодом, но и в сравнении с аналогами строительства энергообъектов ведущими зарубежными строительными компаниями. Принято более полутора сотен законодательных актов по реструктуризации, приватизации и упорядочению правил работы энергетических компаний в рыночной среде, накоплен значительный опыт работы с потребителями энергоресурсов и услуг энергокомпаний. Однако нерешенность целевой задачи реформирования – либерализации рынка электроэнергии и усиление конкуренции, результатом которой должно было стать снижение тарифов на электроэнергию для потребителей, приводит отрасль к обратным эффектам.

В среднем по стране доля сетевой составляющей в цене на электроэнергию для потребителей достигает 50 %, что существенно выше мировой практики [1]. В регионах ситуация еще хуже: стоимость электроэнергии для потребителей за счет сетевой составляющей в ценах оптового рынка вырастает от 1,5 до 3-х раз. Учитывая, что стоимость газа, на котором работают более 60 % тепловых электростанций в России, ниже мирового уровня, такая структура цены свидетельствует о крайне низкой эффективности всей электрической отрасли. Бесконтрольный рост числа территориальных сетевых компаний, получающих вне зависимости от объема оказанных услуг составляющую «котлового» тарифа на основе обеспечения необходимой валовой выручки, также способствовало росту тарифов на электроэнергию.

Указанные негативные изменения привели к росту расходов большого количества предприятий на оплату электроэнергии. По оценкам российских экспертов величина финансовых ресурсов, отвеченная из финансового оборота предприятий реального сектора в результате роста тарифов на электроэнергию, составила не менее 550 млрд рублей в год, в том числе только за счет перекрестного субсидирования населения и приравненных к ним групп потребителей почти на 300 млрд рублей. В настоящее время суммарная максимальная мощность потребителей с максимальной мощностью не менее 670 кВт, присоединенных к электрическим сетям распределительных дочерних обществ ПАО «Россети», составляет 87 ГВт, а используется потребителями примерно на уровне 44 % [1]. Такое неэффективное использование мощностей происходит на фоне хронического недостатка инвестиций в электросетевую комплекс, значительного физического и технологического износа электрических сетей. Средний технический уровень установленного оборудования в распределительных электрических сетях по ряду параметров соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в развитых странах 25–30 лет назад. Фактически 50 % распределительных электрических сетей выработали свой нормативный срок, а 25 – два нормативных срока. Общий износ распределительных электрических сетей достиг 70 %, магистральных электрических сетей – около 50 %, что значительно выше аналогичных показателей в других странах с аналогичной территорией, где показатель износа составляет 27–44 %.

Оптимизировать управление энергетической системой и повысить качество энергоснабжения не позволяет отсутствие современных технологий.

Проникновение цифровых технологий приводит к значительным положительным эффектам во всех секторах экономики, поскольку ключевой характеристикой интеллектуальной сети является ее способность автоматически предотвращать (сокращать) перерывы в электроснабжения, решать задачи управления качеством электроснабжения и контроля аварий, в том числе каскадного типа. Для того, чтобы «умная» сеть работала, необходимо сформировать так называемые энергокластеры – единое информационно – технологическое пространство отдельных территорий, в состав которых входят предприятия генерации и транспортировки энергии, компании, осуществляющие

инжиниринг, услуги энергосервиса, предприятия энергетического машиностроения и приборостроения, образовательные организации. Мировая практика свидетельствует, что цифровая сеть, в первую очередь, позволяет снизить операционные затраты, оптимизировать бизнес – процессы и повысить удовлетворенность клиентов.

В разработанном Минэнерго и принятом Законе «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» под «цифровизацией» понимается «ускорение процесса развития интеллектуального учета электрической энергии (мощности)», создание систем распределенной автоматизации учета и контроля оперативного состояния оборудования и качества энергоснабжения, создание цифровых моделей для оптимального управления энергосистемой [2]. Положительные эффекты цифровизации даны на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Международный опыт создания цифровых сетей [1]

В настоящее время, при наличии большого потенциала выхода на цифровой уровень развития электроэнергетики, построение интеллектуальной системы учета сталкивается с рядом серьезных трудностей (таблица 1.1).

Переход к цифровой энергетике предполагает глубокое взаимодействие сбытовых организаций с потребителями и с новыми субъектами рынков (микрогенерация, просьюмеры - активные потребители, агрегаторами, накопителями и пр.), в том числе с учетом возможностей предоставления услуг по управлению нагрузкой (ценозависимое потребление на розничных рынках электроэнергии).

Таблица 1.1 - Текущее состояние и ориентиры цифровизации электросетевого комплекса Российской Федерации и зарубежных стран

Показатели	Российская Федерация		Опыт стран ЕС	
	Текущее состояние	Целевой ориентир	Текущее состояние	Целевой ориентир
Уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях	153%	4%	6%	4%
Наличие интеллектуальных приборов учета	9%	100%	50%	100%
Наличие единой базы данных, стандартов и центра сбора данных	отсутствует	есть	есть	есть
Единый оператор учета	Свыше 70 млн собственников приборов учета	Сетевая организация	Сетевая организация	Сетевая организация
Совместимость приборов учета	Отсутствует, более 300 модификаций	100% совместимость	100% совместимость	100% совместимость
Доступ субъектов рынка к данным учета	Ограничен	Надискриминационный доступ	Надискриминационный доступ	Надискриминационный доступ
Защищенность и безопасность данных	Отсутствует	Соответствует стратегии развития информационного общества (Указ Президента РФ от 0.05.2017 №203)	Соответствует европейским стандартам	Соответствует европейским стандартам

Цифровизация взаимодействия с потребителями может создать необходимую основу для перехода к формированию эластичного по цене спроса на электроэнергию, то есть создать необходимое конкурентное давление на цены, толчок к развитию смежных рынков на основе информации о характере энергопотребления, составе оборудования.

Внедрение интеллектуальных технологий управления энергосистемой (интеллектуальная энергосистема), в конечном счете, призвана решить следующие задачи:

- интеграцию централизованной и распределительной генерации, включая генерирующие объекты потребителей при достижении определенной необходимой их доли в энергобалансе. Речь в данном случае идет о ВИЭ (возобновляемые источники энергии), наиболее распространенные виды которой (солнечная и ветрогенерация) отличаются низкой стабильностью выработки.

- выравнивание пикового спроса на мощность в энергосистеме (снижение пиков электропотребления и подъем/выравнивание провалов) для снижения общей потребности в генерирующей мощности и соответствующей ей сетевой инфраструктуре, а также сетевых потерь на пиковую нагрузку.

Эффект в системе обеспечивается за счет обратной связи, в том числе через интерфейс систем учета как части интеллектуальной инфраструктуры.

Потребителям дается сигнал снизить потребление или перевести нагрузку на собственные источники энергоснабжения, то есть на малую генерацию или на устройства хранения электроэнергии. Эффект имеет «отложенный характер», поскольку основывается на будущем существенном росте электропотребления в связи с отказом от потребления углеводородов и переходом на электротранспорт, электроотопление, электроплиты [3].

Активное развитие ВИЭ началось в первом десятилетии XXI в. Стратегия масштабного развития ВИЭ генерации характерна для энергодефицитных стран и районов. Наиболее активно «цифровизация» электросетевой инфраструктуры происходит в Европе, где доля ВИЭ в производстве электроэнергии составляет порядка 15 %, а по оценкам Европейской Комиссии к 2030 г. должна достичь 27 % (Digital technologies, 2019). Стремясь к уменьшению зависимости от энергоресурсов, правительства западных стран разработали и приняли и реализуют программы масштабного развития и поддержки возобновляемой энергетики. Результатом стало существенное сокращение (в разы) стоимости решений в области солнечных и ветряных установок при одновременном росте их технической эффективности [4].

Внедрение интеллектуальных систем учета эффективно, в первую очередь, для стран без централизованного теплоснабжения и с теплым климатом. Меньший эффект характерен для перехода на домовые солнечные панели в пиковые периоды. В Китае степень проникновения «умных» приборов учета на электросетевой рынок составляет 95 %. Китай – страна с активной государственной поддержкой интеллектуальных инфраструктурных проектов, развитие и поддержка интеллектуальных сетей является составной частью двух последних пятилетних планов социально – экономического развития страны.

За период с 2009 по 2017 гг. стоимость электроэнергии от ВИЭ сократилась на 70–80 %. По предварительным данным в 2018 г. в мире совокупный ввод объектов ВИЭ превысил ввод объектов централизованной генерации. Даже страны, имеющие значительные запасы углеводородов (Иран, Саудовская Аравия, ОАЭ), реализуют крупные инвестиционные проекты, направленные на развитие «зеленой генерации». Увеличить объемы малой распределительной генерации в общем электропотреблении позволят развитие технологий накопления энергии. В настоящее время уже реализованы проекты промышленных накопителей мощностью до 100 МВт. Удешевление таких технологий усилит позиции возобновляемых источников энергии на мировых энергетических рынках.

Интеллектуальный учет, сам по себе, не является самодостаточной технологией. Вне функционирования «интеллектуальной энергосистемы» такой учет не обеспечивает дополнительных преимуществ по сравнению с обычной и

удаленной передачей показателей приборов учета и «точечным» внедрением отдельных элементов управления. Если задача заключается в необходимости снижения так называемых коммерческих потерь, то при организации должной работы с потребителями и сотрудниками энергокомпаний существующие системы учета достаточно эффективны. То есть данный учет необходимо внедрять в комплексе с остальным оборудованием для создания «интеллектуальной энергосистемы».

В России доля генерации на ВИЭ не превышает 0,3 % от общего объема генерирующих мощностей ЕЭС. Строительство объектов на основе использования ВИЭ в нашей стране осуществляется в соответствии с программой стимулирования использования ВИЭ, действующей до 2024 г. [5].

В соответствии с Энергетической стратегией России к 2035 г. в Российской Федерации должно появиться 8,5 ГВт генерирующих объектов ВИЭ, из которых 5,5 ГВт должны быть введены к 2024 г. Климатические условия в нашей стране (уровень инсоляции, большие территории) не могут обеспечить загрузку ВИЭ на уровне мировых аналогов [6]. Большинство специалистов считают, что создание ВИЭ не может решить задачу по долгосрочному обеспечению надежности энергоснабжения, так как объекты ВИЭ не диспетчеризируются и не могут выполнять команды Системного оператора в связи с отсутствием диапазона регулирования. Требуется поиск «гибридных решений» комбинации альтернативной и традиционной энергетики [7, 8].

Организация интеллектуального учета является высокотехнологичным и исключительно затратным проектом. Дорогие микропроцессорные измерительные приборы должны поддерживаться соответствующими технологиями передачи информации, необходимо создание так называемых дата – центров (центров обработки массивов информации), программного комплекса, обеспечение доступа участников рынков электроэнергии к создаваемой ИТ-системе, установка и содержание устройств ограничения нагрузки для всех потребителей – участников интеллектуальной системы учета. Одновременно возникают проблемы быстрого устаревания ИТ-технологий и необходимость обеспечения кибербезопасности энергосистемы [9].

Интеграция «интеллектуальной» и существующей систем учета электроэнергии требует тщательной проработки возможностей для строительства дополнительных (к централизованным) местных источников электроэнергии, установления необходимости в значительных дополнительных объемах малой распределительной генерации и наличия соответствующего оборудования у потребителей. Отсутствие перечисленных параметров не позволяет рассматривать масштабное распространение технологий интеллектуальной энергосистемы как экономически обоснованное.

Отрыв (разнесение во времени) реализации проекта по внедрению интеллектуального учета от реализации системных мер по формированию распределенной энергосистемы приведет к нерациональным финансовым и организационным расходам.

Достаточно новым направлением модернизации энергетики является реализация проекта Национальной технологической инициативы (EnergyNet), направленного на внедрение в распределительных сетях технологии Smart Grids с современными приборами контроля и управления. Smart Grids включают предназначенный для передачи электроэнергии от производителя к потребителю обширный комплекс технологических процессов, современных информационных и коммуникационных технологий, инновационного оборудования и приложений. Интеллектуальная сеть представляет совокупность подключенных к генерирующим источникам и электроустановкам потребителей программно-аппаратных средств и информационно – аналитических и управляющих систем, обеспечивающих надежную и качественную передачу электрической энергии от источника к приемнику в нужное время и в нужном количестве. Новые принципы, технологии передачи и управления процессом позволяют объединить на технологическом уровне потребителей и производителей электроэнергии в единую интеллектуальную автоматизированную систему.

Основными преимуществами внедрения такой системы (в сравнении с существующей системой) являются:

- обеспечение высокого качества и надежности энергоснабжения на основе внедрения дистанционного контроля исправности работы оборудования;
- способность энергосистемы к самовосстановлению в кратчайшие сроки после аварийных отключений;
- высокая сопротивляемость к физическим и информационным атакам;
- интеграция любых типов генерации и хранилищ энергии, использование коммуникационных и информационных технологий;
- активное вовлечение потребителей электроэнергии к управлению сетью.

Интеллектуальная обработка массива данных, поступающих от компонентов сети, осуществляется на основе технологической платформы Smart Grid, что позволяет оптимизировать использование электроэнергии, повысить надежность и эффективность энергетических систем, сократить потери электроэнергии, уменьшить ресурсные затраты, решить задачу объемов выброса вредных веществ в атмосферу, повысить качество жизни населения.

По экспертным оценкам компании SAP, потенциал роста ВВП, связанный с развитием цифровой электроэнергетики, составит 200 млрд руб., из них 100 млрд рублей – в электросетях. В результате цифровой трансформации сетевого бизнеса прирост прибыли энергокомпаний составит 4,3 % от текущих показателей [10].

Несомненно, внедрение умных сетей позволит повысить пропускную способность воздушных линий электропередачи и надежность энергоснабжения примерно на 30 %; применение новых материалов и технологий позволит сократить площади, занимаемые электросетевыми объектами; использование сверхпроводящих, индуктивных технологий позволит сократить потери электроэнергии, увеличить сроки эксплуатации кабельных линий, повысить их пожарную и экологическую безопасность; наличие возможности мониторинга прогнозирования режимов позволит повысить эффективность противоаварийного управления электрическими системами. Перечисленные положительные эффекты

возможны при формировании оптимальной для национальной экономики стратегии развития интеллектуальной энергосистемы, определении конкретных территорий, где целесообразно внедрение таких технологий, тщательном анализе затрат и выгод от реализации проекта по созданию интеллектуальной энергосети.

На сегодняшний день цифровизация электрических сетей в нашей стране находится на начальном этапе. Однако хотелось бы также отметить, что к цифровизации электрических сетей можно отнести и установку системы АСКУЭ в распределительных сетях 0,4 – 10 кВ, а данная система успешно внедряется в большинстве регионов нашей страны уже долгое время.

В декабре 2016 года в рамках визита генерального директора ПАО «Россети» Олега Бударгина в Калининградскую область прошла презентация проекта «Цифровой район электрических сетей – «Янтарьэнерго». Данный проект реализует ПАО «Россети» и его дочерняя компания АО «Янтарьэнерго» с использованием инновационных решений отечественного производителя – группы компаний «Таврида Электрик» и консорциума компаний-партнеров. Работа над ним началась в 2014 году. На базе двух пилотных районов – Мамоновского и Багратионовского – в 2016 году была создана система распределенной автоматизации сетей 15 кВ. В существующую сеть были интегрированы «умные» устройства — реклоузеры, которые позволяют без участия оперативного персонала автоматически находить и выделять поврежденный участок, сохраняя электроснабжение основной части потребителей.

Кроме того, уже начинают строиться цифровые подстанции, так например, 22 декабря 2017 года в поселке Солонцы в Красноярском крае состоялось открытие подстанции 110/10 кВ имени М. П. Сморгунова («МРСК Сибири»), трансформаторная мощность которой составляет 50 МВА.

16 апреля 2018 года была введена в эксплуатацию цифровая подстанция 500 кВ Тобол для электроснабжения самого крупного в России строящегося нефтехимического предприятия по глубокой переработке углеводородного сырья «ЗапСибНефтехима».

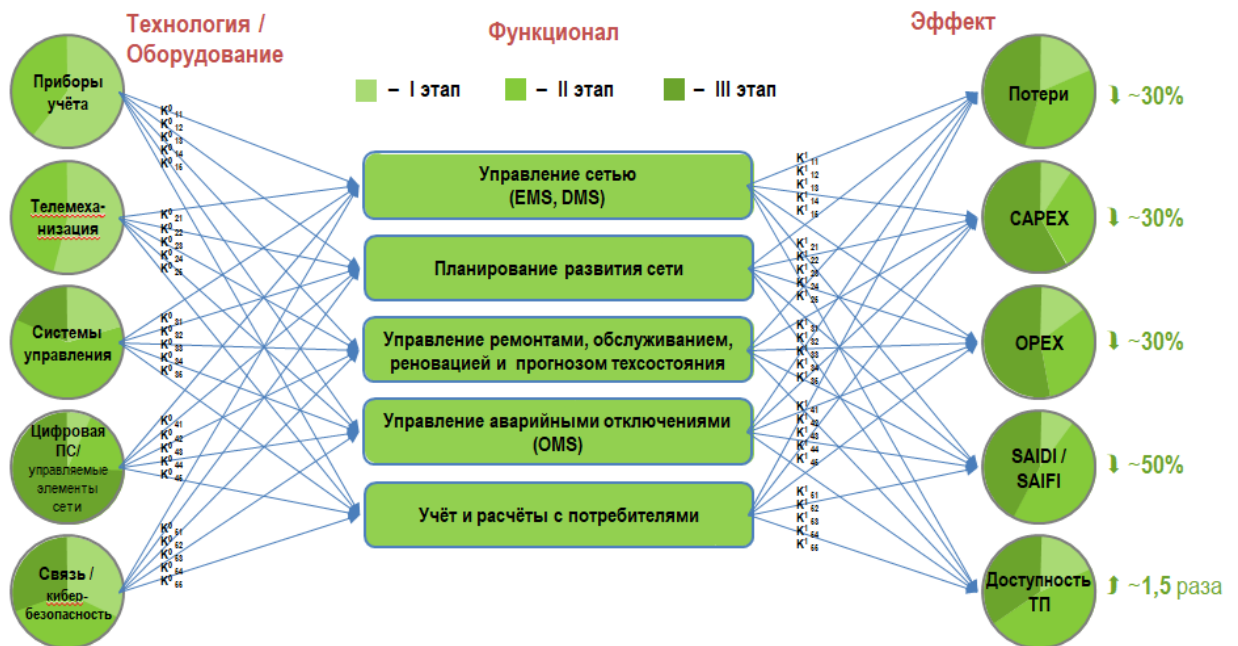
В Москве 04 июня 2018 года открыли первую в регионе цифровую подстанцию (ПС) 110 кВ «Медведевская» ПАО «МОЭСК», мощностью 160 МВА, которая предназначена для электроснабжения объектов, расположенных на территории инновационного центра «Сколково». Ввод в эксплуатацию нового питающего центра позволит завершить электроснабжение не только Сколково, выдав 60 МВт мощности, но и обеспечит резерв для электроснабжения близлежащих девелоперских объектов.

Технологии Smart grids внедряются с целью повышения надежности электроснабжения, снижения времени ликвидации аварий, сокращения недоотпуска электрической энергии и оптимизации эксплуатационных затрат.

Таким образом, исходя из вышеизложенного видно, что в целом на территории страны постепенно внедряются цифровые технологии в электрических сетях, однако так как данный процесс начался относительно недавно, то в целом цифровизация электрических сетей в нашей стране находится на начальном этапе.

1.2 Изучение концепции цифровизации сетей ПАО «Россети»

Концепцию цифровизации можно представить следующей схемой (рисунок 1.2).



Эффекты модели достигаются только в результате параллельной работы всех функциональных областей

Рисунок 1.2 – Концепция цифровизации

Цифровизация сети меняет кадровую структуру, повышает производительность труда и формирует спрос на новые рабочие места как базу для увеличения нетарифной выручки.

Мероприятия:

- Актуализация профессиональных стандартов
- Актуализация образовательных стандартов и программ для средних специальных и высших учебных заведениях
- Формирование и реализация программ переподготовки персонала
- Формирование и реализация программ высвобождения персонала, поддержка занятости
- Формирование и внедрение нормативов численности персонала для обслуживания нового оборудования
- Изменение организационной и производственной структуры
- Разработка и реализация программ подготовки кадров в корпоративных учебных центрах
- Переоснащение корпоративных учебных центров новыми типами оборудования

Согласно концепции цифровизации сетей ПАО «Россети» возможно появление новых видов деятельности, что само по себе не является отдельной целью проекта, но позволяет увеличить объем нетарифных доходов и общесистемных эффектов. К таким новым видам деятельности следует отнести [1]:

- Выдача имеющейся у потребителя электроэнергии на розничный рынок;
- Зарядка электротранспорта;
- Услуги по резервированию электроэнергии за счет имеющегося в системе сетевого резерва или систем накопления электроэнергии;
- Формирование рынка качества;
- Управление энергоэффективностью у потребителя на основе систем интеллектуального учета электроэнергии;
- Обработка данных учета в интересах конкретных потребителей;
- Участие в проектах освещения городов, а точнее повышение энергоэффективности уличного освещения.

Проект цифровизации предполагает участие отечественных производителей, в том числе, в области микроэлектроники. Для цифровизации необходимо внедрение следующего оборудования [1]:

- Приборы учета:
 - а) Оптические трансформаторы тока и напряжения с поддержкой цифровых протоколов;
 - б) Программное обеспечение для информационно-вычислительных комплексов, обеспечивающих автоматический сбор балансов электроэнергии, выявление очагов потерь;
- Телемеханизация:
 - а) Датчики телемеханизации с поддержкой цифровых протоколов;
 - б) Цифровые преобразователи для датчиков основного оборудования;
- Связь/кибербезопасность:
 - а) Модемы и мультиплексоры для передачи по ЛЭП;
 - б) Сетевые фильтры, встроенные криптозащиты;
- Системы управления:
 - а) Системы диспетчерского управления и сбора данных, программные комплексы;
 - б) DMS (системы управления распределением);
 - в) OMS (управление сетями в аварийном режиме);
- Цифровая ПС / управляемые элементы сети: устройства релейной защиты и автоматики с поддержкой цифровых протоколов МЭК 61850-8.1.

Особая роль реализации проекта цифровизации отводится мероприятиям, которые связаны с типизацией и стандартизацией.

Цифровизация сетей создает не только внутренние эффекты, но и общественные блага, такие как [1]:

- Экономическая и энергетическая безопасность регионов и страны в целом;
- Конкурентоспособность отечественной продукции энергетического машиностроения и информационных систем;
- Высокий уровень комфорта среды обитания, высокие стандарты качества энергоснабжения и обслуживания;
- Улучшение экологии за счет сокращения потерь и применения новых энергосберегающих технологий;
- Новые рабочие места в различных отраслях экономики.

1.3 Изучение литературы и патентов по теме исследования

Для написания магистерской диссертации изучены патенты:

- RU 2237254 C1. Способ диагностики силовых трансформаторов [11];
- RU 2242830 C1. Устройство для мониторинга силовых трансформаторов [12];
- RU 2402139 C2. Система и способ мониторинга и управления режимом работы силового трансформатора [13]
- RU 2552842 C2. Цифровая трансформаторная подстанция [14];
- RU 2613130 C2. Автоматизированное устройство мониторинга оборудования электрической подстанции [15];
- RU 2650894 C2. Автоматизированная система мониторинга, защиты и управления оборудованием электрической подстанции [16];

Кроме этого, рассмотрены каталоги компании SIEMENS, а также отечественного предприятия "Электрощит-Самара".

Анализ проектов цифровых подстанций.

Анализ реализованных проектов цифровых подстанций, к примеру [17] показывает, что к передовым технологиям автоматизации этого уровня можно отнести [18]:

- использование оптических измерительных трансформаторов (тока, напряжения, комбинированных)
- оснащение силового оборудования набором цифровых датчиков, предоставляющих информацию о техническом состоянии, положение коммутационного оборудования, токах и напряжении;
- использование на всех уровнях интерфейсов передачи цифровых данных.

Внедрение цифровых подстанций позволяет получить целый ряд преимуществ по сравнению с традиционными подстанциями. Для выполнения различных функций на цифровой подстанции используются одни и те же источники информации, что приводит к уменьшению общего количества оборудования на ней.

Доступ ко всей информации на цифровой подстанции осуществляется с помощью унифицированных типов данных и методов доступа, построенных в единый коммуникационный стандарт. Подсистемы защиты, измерения, управления, мониторинга состояния оборудования, учета и контроля качества электроэнергии - все они при исполнении своих функций используют одну и ту же коммуникационную сеть, по которой получают данные о значениях токов, напряжений, положения коммутационных аппаратов, принимают или передают управляющие команды. Нет необходимости в наличии индивидуальных устройств измерения, коммуникации и обработки информации для каждой из перечисленных подсистем.

Ключевыми, наиболее ответственными и, как следствие, наиболее технически сложными и дорогими элементами измерительного канала для высоковольтных измерений является масштабные преобразователи тока и напряжения -

измерительные трансформаторы. В качестве таких преобразователей чаще всего выступают электромагнитные трансформаторы тока и напряжения.

Данные устройства давно используются в энергетике, потерпев множество конструктивных изменений, они не лишились ряда недостатков, вытекающих из самой природы электромагнитных трансформаторов [18]:

- явления резонанса;
- гистерезиса;
- насыщения;
- остаточного намагничивания.

Конструктивные особенности данных устройств при сводят к тому, что они сами могут быть источниками взрывов и пожаров, которые наносят существенный вред энергообъектам. В процессе эксплуатации трансформаторов необходимо также строго соблюдать требования регламентов по обеспечению постоянного контроля состояния наполнителя (масла или элегаза).

Все эти давно известные недостатки традиционных измерительных трансформаторов неоднократно побуждали разработчиков искать новые подходы к построению высоковольтных трансформаторов, которые были бы основаны на других принципах работы.

Наиболее интересным, перспективным и революций подходом является использование ряда электро- и магнито оптических эффектов для измерения токов и напряжений больших номинальных значений.

Работы по созданию оптических трансформаторов тока и напряжения для высоковольтных измерений были начаты в начале 70-х годов прошлого столетия. Первые промышленные экземпляры с приемлемыми классам точности начали появляться в конце 80-х - начале 90-х годов.

В основе действия волоконно-оптического измерительного трансформатора тока лежит эффект Фарадея, который состоит в повороте плоскости поляризации света, распространяющегося в оптическом волокне под воздействием магнитного поля измеряемого тока. Для измерения напряжения используется эффект Поггеля - возникновение в диэлектриках двойного лучепреломления поляризованного света под действием электрического поля. Двойное преломление при этом пропорционально напряженности поля.

Оптические трансформаторы тока и напряжения обеспечивающие высокую точность измерений и их стабильность во времени и широком диапазоне параметров внешней среды. Трансформаторы соответствуют требованиям IEC Class 0.2s и IEEE 0.3 для измерений, IEC 3P или 5P и IEEE 10% для защит. Динамический диапазон оптических преобразователей очень широк. Так, трансформаторы тока соответствуют классу точности для измерений уже при токе 1А и продолжают соответствовать классу точности для защит при токе 170 кА. Такая комбинация точности и динамического диапазона позволяет применять один и тот же преобразователь тока и для измерений, и для защиты оборудования.

Оптические трансформаторы имеют меньшие массогабаритные и тяжеловесных показатели, чем традиционные с масляной или элегазовой изоляцией. Кроме того, один гибридный трансформатор может заменять до трех

Трансформаторов в традиционном исполнении - трансформаторы тока для защит, трансформатор тока для измерений и трансформатор напряжения.

Внешние интерфейсы измерительных трансформаторов формируются внешними электронными модулями, которые могут быть удалены от оптического датчика на значительные расстояния и связанные с ним по оптоволоконному кабелю. Для передачи данных об измерениях используют три вида интерфейсов [18]:

- аналоговый интерфейс большой мощности;
- аналоговый интерфейс малой мощности;
- цифровой интерфейс.

Аналоговый интерфейс большой мощности используют для обеспечения совместимости новых датчиков с традиционными устройствами измерения. Аналоговые модули интерфейса большой мощности представляют собой прецизионные усилители, на вход которых поступает сигнал от модулей аналогового интерфейса малой мощности. Интерфейс малой мощности используют как для измерений, так и для релейной защиты. Аналоговые интерфейсы соответствуют требованиям к точности IEC Class 0.2 для цепей измерения тока и напряжения, IEC Class 5P20 для цепей тока защит, IEC Class 3P для цепей напряжения защит.

На основании опыта работы оптических измерительных трансформаторов, накопленного в последние несколько лет в разных странах, уже можно сделать определенные выводы. Полностью оптическая технология измерения электрического тока и напряжения обладает рядом существенных технических, эксплуатационных и коммерческих преимуществ [18]:

- полная гальваническая развязка от цепей с высоким напряжением;
- помехозащищенность от внешних электромагнитных возмущений;
- отсутствие явлений резонанса и насыщения;
- высокое быстродействие;
- малые значения веса и габаритов;
- повышенная электробезопасность;
- взрывопожаробезопасность;
- пассивность чувствительного элемента;
- широкий амплитудно-частотный диапазон измерения тока;
- малый диаметр и гибкость чувствительного элемента, которые позволяют размещать его в труднодоступных местах;
- минимальные требования на эксплуатационное обслуживание.

Важно, что при сопоставимой стоимости приобретения новых датчиков по сравнению с традиционными масляными или элегазовыми измерительными трансформаторами, их итоговая стоимость владения составляет не более 50% от стоимости владения традиционных аналогов за счет того, что они практически не потребуют обслуживания.

В ходе написания первой главы ВКР изучено текущее состояние цифровизации электрических сетей, рассмотрен зарубежный опыт создания цифровых сетей. Изучена концепция цифровизации сетей ПАО «Россети».

Изучена литература и патенты по теме исследования. Проведен анализ проектов цифровых подстанций, на основании чего определено, что преимуществами цифровых подстанций являются:

- использование оптических измерительных трансформаторов (тока, напряжения, комбинированных)
- оснащение силового оборудования набором цифровых датчиков, предоставляющих информацию о техническом состоянии, положение коммутационного оборудования, токах и напряжении;
- использование на всех уровнях интерфейсов передачи цифровых данных.

Формулировка цели и постановка задач исследования

На основании вышеприведенного в первой главе определено, что цель работы - разработка проекта цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ и анализ ее целесообразности для внедрения в жилом фонде.

Для достижения заявленной цели следует поставить следующие задачи исследования:

- рассчитать электрические нагрузки жилых домов и общественных зданий, подключенных от рассматриваемой распределительной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ;
 - выбрать оборудование цифровой трансформаторной подстанции, а именно силовых трансформаторов, оборудования РУ 10 и 0,4 кВ;
 - выбрать устройства связи, управления, защиты на цифровой распределительной подстанции;
 - провести анализ параметров трансформаторных подстанций с применением цифровых технологий;
-
- рассчитать капиталовложения на внедрение проекта;
 - оценить экономическую эффективность проекта.

2 ВЫБОР СИЛОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЦИФРОВОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

2.1 Расчет электрических нагрузок группы домов ЖК «Александровский» г. Челябинска

Важнейшей основой рационального выбора системы электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы электроснабжения.

Точность определения расчетной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствии с чем, разрабатываются и используются те или иные методы расчета.

Следует различать нагрузки, определяемые на расчетный срок, т. е. на заданный уровень производства, и ожидаемые нагрузки (на перспективу).

Учитывая непрерывный рост электрических нагрузок, важное значение приобретают вопросы ее прогнозирования. Решить эти вопросы на этапе проектирования чрезвычайно сложно, поэтому в качестве альтернативы может рассматриваться разработка принципа поэтапного сооружения системы электроснабжения на всех ее уровнях. При таком подходе точное определение расчетной нагрузки необходимо только на первом этапе. Каждый последующий этап привязывается не к конкретному значению расчетной нагрузки, а к ее увеличению по отношению к исходной величине определенными ступенями.

В основе метода определения нагрузки на расчетный срок лежит свод правил: СП 256.1325800.2016 «Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа» [19]. В изложенных методиках используются удельные нагрузки и расчетные коэффициенты, определяемые характером энергопотребления (нагрузки) одного или группы электроприемников (потребителей). Значения этих коэффициентов варьируются в зависимости от характеристик потребителя и приводятся в виды таблиц.

Изложенные выше принципы относятся преимущественно к активным нагрузкам, но в равной мере могут быть использованы и при расчете реактивной нагрузки с последующим переходом к полной мощности.

2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов

В данном разделе рассматриваются жилые дома ЖК Александровский г. Челябинска, расположенные по адресам ул. Аношкина д.6 (далее в ВКР – жилой дом №1), ул. Аношкина д.8 (далее в ВКР – жилой дом №1).

Расчетную нагрузку групповых сетей освещения и общедомовых помещений жилых зданий (лестничных клеток, вестибюлей, технических этажей и подполий, подвалов чердаков, колясочных и т. д.), а также помещений общежитий следует определять по светотехническому расчету с коэффициентом спроса, равным 1 [19].

Произведем расчет электрической нагрузки для жилого 16-и этажного жилого дома №1. Дом состоит из трех 16-и этажных секций по формулам (2.1) – (2.13). В каждой их секции имеется по одному подъезду. В каждой секции имеются два лифта - один пассажирский с $P_{ном} = 6,5$ кВт и один грузовой с $P_{ном} = 10,3$ кВт. На каждый подъезд рассчитано по одному санитарно-техническому оборудованию с $P_{ном} = 2$ кВт. В доме 250 жилых квартир. Площадь под нежилые помещения равна $S = 4311,2$ м².

Расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир $P_{кв}$, кВт, определяется [20]:

$$P_{кв} = P_{кв,уд} \cdot n_{кв}, \quad (2.1)$$

где $P_{кв,уд}$ - удельная нагрузка электроприемников квартир, в зависимости от числа квартир, присоединенных к линии (ТП), типа кухонных плит, кВт/квартиру; принимается по [19, табл.7.1] Удельные электрические нагрузки установлены с учетом того, что расчетная неравномерность нагрузки при распределения ее по фазам трехфазных линий и вводов не превышает 15% [20];

$n_{кв}$ - количество квартир.

Удельные расчетные нагрузки электроприемников для промежуточного числа квартир определяется интерполяцией, отысканием промежуточных значений величины по некоторым известным ее значениям.

$$P_{кв} = 1,321 \cdot 250 = 330,25 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность квартир определяется:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \text{tg}\varphi_{кв}, \quad (2.2)$$

где $\text{tg}\varphi_{кв}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности квартир с электрическими плитами, о.е., принятый по [19].

$$Q_{кв} = 330,25 \cdot 0,4 = 132,1 \text{ кВар.}$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется:

$$P_c = P_{р,л} + P_{ст,о}, \quad (2.3)$$

где $P_{р,л}$ - мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{ст,о}$ - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и другого санитарно-технического оборудования кВт.

$$P_c = 3 \cdot 6,5 + 3 \cdot 10,3 + 6 = 56,4 \text{ кВт.}$$

Мощность лифтовых установок, кВт, определяется:

$$P_{р.л} = K_{с.л} \cdot \sum_{i=1}^n P_{л_i}, \quad (2.4)$$

где $K_{с.л}$ - коэффициент спроса принятый по [19, табл. 7.4];

n - количество лифтовых установок;

$P_{л_i}$ - установленная мощность электродвигателя лифта по паспорту, кВт.

$$P_{р.л} = 0,75 \cdot (3 \cdot 6,5 + 3 \cdot 10,3) = 37,8 \text{ кВт.}$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и другого санитарно-технического оборудования $P_{ст.о}$, кВт, определяется:

$$P_{ст.о} = K_{с.ст.о} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ст.oi}, \quad (2.5)$$

где $K_{с.ст.о}$ - коэффициента спроса принятый по [19, табл. 7.5];

n - количество санитарно-технического оборудования;

$P_{ст.oi}$ - установленная мощность санитарно-технического оборудования по паспорту, принимаются насосы, мощностью 3кВт.

$$P_{ст.о} = 0,9 \cdot 2 \cdot 3 = 5,4 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность силовых электроустановок определяется:

$$Q_c = P_{р.л} \cdot \text{tg}\varphi_{л} + P_{ст.о} \cdot \text{tg}\varphi_{ст.о}, \quad (2.6)$$

где $\text{tg}\varphi_{л}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности лифтов [19, 7.1.12];

$\text{tg}\varphi_{ст.о}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности санитарно-технического оборудования [19, 7.1.12].

$$Q_c = 37,8 \cdot 1,17 + 5,4 \cdot 0,75 = 48,24 \text{ кВар.}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома без учёта расположенных на первом и цокольном этажах учреждений определяется по формуле:

$$P_{р.жд} = P_{кв} + 0,9 \cdot P_c, \quad (2.7)$$

где $P_{кв}$ - расчетная нагрузка питающих линий, вводов и на шинах РУ-0,4 кВ ТП от электроприемников квартир, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников, кВт.

$$P_{р.жд} = 330,25 + 0,9 \cdot 56,4 = 373,13 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность жилого дома без учёта расположенных на первом и цокольном этажах общественных учреждений определяется:

$$Q_{р.жд} = Q_{кв} + 0,9 \cdot Q_c, \quad (2.8)$$

где $Q_{кв}$ - реактивная мощность квартир, кВар;

Q_c - реактивная мощность силовых электроустановок, кВар.

$$Q_{р.жд} = 132,1 + 0,9 \cdot 48,24 = 175,52 \text{ кВар.}$$

Расчётная нагрузка общественных помещений, расположенных на первом и цокольном этажах (офисы, конструкторские бюро, продовольственные магазины и т.п.), определяется по формуле:

$$P_{р.общ} = P_{уд.общ} \cdot S_{общ}, \quad (2.9)$$

где $P_{уд.общ}$ - удельная нагрузка общественных помещений, кВт/ед, определяется по [19; табл. 7.14];

$S_{общ}$ - общая площадь общественных помещений, м².

$$P_{р.общ} = 0,016 \cdot 4311,2 = 70,8 \text{ кВт.}$$

Расчётная реактивная нагрузка общественных помещений, расположенных на первом и цокольном этажах (офисы, конструкторские бюро, продовольственные магазины и т.п.), определяется по формуле:

$$Q_{р.общ} = P_{р.общ} \cdot \text{tg}\varphi_{общ}, \quad (2.10)$$

где $\text{tg}\varphi_{общ}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности общественных помещений.

$$Q_{р.общ} = 70,8 \cdot 0,62 = 43,88 \text{ кВар.}$$

Расчётная нагрузка жилого дома с учётом расположенных на первом и цокольном этажах общественных помещений:

$$P_{р.жд\Sigma} = P_{жд.мах} + K_1 \cdot P_{р.общ1} + K_2 \cdot P_{р.общ2} + \dots + K_n \cdot P_{р.общn}, \quad (2.11)$$

где $P_{жд.мах}$ - расчетная электрическая нагрузка жилого дома без учёта расположенных на первом и цокольном этажах общественных учреждений;

$P_{р.общ1}, P_{р.общ2}, P_{р.общn}$ - расчетные электрические нагрузки общественных помещений, расположенных на первом и цокольном этажах;

K_1, K_2, K_n - коэффициенты, учитывающие долю электрических нагрузок общественных помещений и жилых домов, принимаются по [19; табл. 7.13].

$$P_{p.жд\Sigma} = 373,13 + 0,6 \cdot 70,8 = 415,61 \text{ кВт.}$$

Расчётная реактивная нагрузка жилого дома с учётом расположенных на первом и цокольном этажах общественных помещений:

$$Q_{p.жд\Sigma} = P_{p.жд\Sigma} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{жд}, \quad (2.12)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{жд}$ - расчетный коэффициент реактивной мощности жилого дома.

$$Q_{p.жд\Sigma} = 415,61 \cdot 0,56 = 235,54 \text{ кВар.}$$

Полная мощность жилого дома определяется по формуле (2.8):

$$S_{p.жд\Sigma} = \sqrt{P_{p.жд\Sigma}^2 + Q_{p.жд\Sigma}^2}, \quad (2.13)$$

$$S_{p.жд\Sigma} = \sqrt{415,61^2 + 235,54^2} = 477,72 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Для второго многоэтажного жилого дома расчет электрических нагрузок производится аналогично. Нагрузка данного дома дана в таблице 2.1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок общественных зданий

Произведем расчет электрической нагрузки для детского сада №100 в ЖК Александровский, который рассчитан на 280 мест, а также здание банка по формулам (2.14) – (2.17). Расчетные нагрузки детских садов, средних общеобразовательных школ, административных зданий, торговых комплексов и т. д. определим по методике, приведенной в [19].

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) выполняются по укрупненным удельным электрическим нагрузкам, приведенным в [19, табл.7.14].

Расчетная мощность детского сада определяется:

$$P_{p.д.с} = P_{уд} \cdot m, \quad (2.14)$$

где $P_{уд}$ – удельная расчетная нагрузка, кВт/место;
 m – число мест в детском саду.

$$P_{p.д.с} = 0,46 \cdot 280 = 128,8 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность детского сада определяется:

$$Q_{p.д.с} = P_{p.д.с} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.15)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - расчетный коэффициент реактивной мощности для детского сада.

$$Q_{\text{р.д.с}} = 128,8 \cdot 0,25 = 32,28 \text{ кВар.}$$

Полная мощность для детского сада определяется:

$$S_{\text{р.д.с}} = \sqrt{P_{\text{р.д.с}}^2 + Q_{\text{р.д.с}}^2}. \quad (2.16)$$

$$S_{\text{р.д.с}} = \sqrt{128,8^2 + 32,28^2} = 132,78 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетная активная мощность банка задается проектной документацией на внутреннее электроснабжение банка и составляет $P_{\text{р.банк}} = 554,98$ кВт.

Расчетная реактивная мощность банка $Q_{\text{р1}}$, кВт, определяется:

$$Q_{\text{р.банк}} = P_{\text{р.банк}} \cdot \operatorname{tg}\varphi$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ - расчетный коэффициент $\cos\varphi = 0,8$, $\operatorname{tg}\varphi = 0,75$ [19].

$$Q_{\text{р.банк}} = 554,98 \cdot 0,75 = 314,52 \text{ кВар.}$$

Полная мощность банка определяется:

$$S_{\text{р.банк}} = \sqrt{P_{\text{р.банк}}^2 + Q_{\text{р.банк}}^2}. \quad (2.17)$$

$$S_{\text{р.банк}} = \sqrt{554,98^2 + 314,52^2} = 637,91 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

2.1.3 Выбор трансформаторной подстанции

Электроснабжение микрорайона г. Челябинска может быть обеспечено от нескольких группы ТП. От правильного размещения подстанций на территории массовой жилой застройки города, а также от числа подстанций и мощности трансформаторов, установленных в каждой подстанции, зависят экономические показатели и надежность системы электроснабжения потребителей. Трансформаторные подстанции следует приближать к центру электрических нагрузок групп потребителей. Это позволяет сократить протяженность низковольтных сетей, так же учитывается протяженность высоковольтных линий, питающих трансформаторные подстанции. Снизить сечения проводов и жил кабелей, и прийти к значительной экономии цветного металла, снижению потерь электроэнергии и капитальных затрат на сооружение сетей. При выборе местоположения трансформаторных подстанций учитываются архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, условия окружающей среды, требования взрывопожарной и экологической безопасности [21].

Жилые дома относятся ко 2 категории надежности, поэтому к каждому ВРУ требуется прокладка минимум двух параллельных кабелей. Ток, протекающий по одному кабелю в нормальном режиме по формуле 2.18 составит:

$$I_{\text{вру}} \geq \frac{\sum S_{\text{р.жд}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n}, \quad (2.18)$$

где n – кол-во параллельно проложенных кабелей, шт.

Рассчитанные значения тока представлены на таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные значения токов ВРУ 0,4 кВ

Жилые и общественные здания	$S_{\text{р.жд}\Sigma}$, кВ·А	$I_{\text{р.ВРУ}}$, А	$n_{\text{к}}$, шт
Жилой дом 1	477,72	172,38	4
Банк	637,91	230,19	4
Детский сад	132,78	191,66	2
Жилой дом 2	143,79	207,54	2

Определяется расчетная мощность трансформаторов по мощности присоединенным домам к ТП по выражению 2.19 [22]:

$$S_{\text{т.расч}} \geq \frac{\sum S_{\text{р.жд}\Sigma}}{K_{\text{з.тн}} \cdot N_{\text{т}}}, \quad (2.19)$$

где $\sum S_{\text{р.жд}\Sigma}$ – сумма расчётных мощностей зданий, привязанных к ТП, кВ·А;

$K_{\text{з.тн}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,7 о.е;

$N_{\text{т}}$ – количество трансформаторов в ТП, шт.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах найдены по формулам (2.20) и (2.21) соответственно:

$$K_{\text{з.н}} = \frac{\sum S_{\text{р.жд}\Sigma}}{N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.ном}}}; \quad (2.20)$$

$$K_{\text{з.п}} = \frac{\sum S_{\text{р.жд}\Sigma}}{(N_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном}}}, \quad (2.21)$$

где $K_{\text{з.н}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме, о.е;

$K_{\text{з.п}}$ – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, о.е.

В таблице 2.2 показан расчет мощности трансформаторов и коэффициентов в нормальном режиме и послеаварийном.

Согласно [19], для потребителей жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки, как правило, не требуется.

Таблица 2.2 – Выбор трансформаторов

Жилые и общественные здания	$P_{р.ж.д.Σ}$, кВт	$S_{р.ж.д.Σ}$, кВар	$S_{т\text{ расч.}}$, кВ·А	$S_{т\text{ ном.}}$, кВ·А	$K_{з.н}$	$K_{з.п}$
Жилой дом 1	415,61	477,72	994,43	1000	0,7	1,39
Банк	554,98	637,91				
Детский сад	130,43	132,78				
Жилой дом 2	138,54	143,79				

Для замены существующего трансформатора ТМГ-1000/10/0,4 применяются цифровые масляные трансформаторы АВВ с устройством Ability ТХpert (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Масляный трансформатор АВВ с устройством Ability ТХpert

ABB's ABB Ability ТХpert - действительно первый в мире интеллектуальный распределительный трансформатор. ТХpert объединяет Опыт мирового класса в области трансформаторов АВВ технологии и передовую аналитику, чтобы дать клиентам понимание состояния трансформатора и сети.

Распределительные сети имеют дело с гораздо более сложными электрическими сетями, чем когда-либо прежде. Появляются новые факторы, которые усложняют сеть: быстрое расширение города и городских районов; постепенное обновление сети; дополнение к сети возобновляемых источников энергии, таких как солнечные электростанции и ветроэлектростанции; а также подключение уникальной нагрузки, такой как зарядные станции электромобилей. Эти изменения являются стрессовыми для распределительных

трансформаторов, которые являются жизненно важной связью между электрическими сетями и домами, промышленностью и инфраструктурой – и могут привести к преждевременным сбоям, незапланированным отключениям и неоптимальной работе сети.

Безотказная работа, безопасность и защита окружающей среды являются основными проблемами операторов, например, центров сбора данных, нефтегазовых установок и промышленных предприятий. Чтобы справиться с этими проблемами, такие предприятия поддерживают свое оборудование на основе условий системы управления активами. Сейчас, чтобы дальше повысить надежность и защитить себя от проблем, описанных выше, эти операторы заинтересованы в интеграции их электрического оборудования, такого как трансформаторы, в эти системы.

Необходимость более быстрого принятия решений, выполнения действий в режиме реального времени и повышения надежности распределительных трансформаторов - привели АВВ к необходимости проведения исследований, как использовать цифровые технологии для производства новых распределительных трансформаторов, которые позволят клиентам решать современные задачи.

Сбор и анализ данных системой ТХpert.

Каждые 10 секунд 14 сенсоров цифровых трансформаторов измеряют рабочие параметры и записывают их с пометкой времени измерения.

Эти данные хранятся в зашифрованном виде в течение 20 лет в памяти соответствующего размера. Так как объем данных может быть очень большим с течением времени, то передовая аналитика, встроенная непосредственно в силовой трансформатор обрабатывает большую часть необработанных данных, чтобы получить представление оператору, какие операции следует выполнять далее.

Текущий выпуск ТХpert определяет два параметра:

- срок службы распределительного трансформатора, который сообщает оператору, каков оставшийся срок службы трансформатора, в зависимости от его конкретных условий работы;
- общее гармоническое искажение (ТНД), которое указывает качество электрической энергии. Коэффициент нелинейных искажений (КНИ) или Total Harmonic Distorsions (ТНД) – показатель, характеризующий степень отличия формы сигнала от синусоидальной, так же можно сказать это – величина для количественной оценки нелинейных искажений периодического сигнала.

Связь трансформаторов с диспетчерской посредством системы ТХpert.

Почти 80 % распределительных трансформаторов в сети не связаны с диспетчерами. АВВ включила WiFi в ТХpert для клиентов, чтобы у диспетчеров была возможность получить данные и аналитику.

Цифровая платформа позволяет увеличить время безотказной работы с благодаря надежной и простой в использовании аналитической платформы:

– встроенная аналитика: сокращает время на плановые и внеплановые отключения;

– простота: подключение через LAN или WiFi, интерактивный графический интерфейс, встроенная база данных SQLite;

– уверенность: два уровня кибербезопасности, срок службы сенсоров 20 лет, не влияет на работу трансформатора.

Сохранение измерений каждые 10 секунд:

- температура окружающей среды;

- температура масла в баке,

- уровень масла,

- давление масла,

- уровень влажности,

- значения токов и напряжений,

- уровень водорода.

Расширенная аналитика:

- качество электроэнергии на вводах 10 кВ и 0,4 кВ трансформатора;

- остаточный ресурс;

- информирование об аномальных режимах и ситуациях.

Технические данные силовых трансформаторов АВВ с устройством Ability TХpert -1000/10/0,4 даны в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Технические данные силовых трансформаторов [23]

$S_{тр}$, кВ·А	1000
ΔP_{xx} , кВт	1,55
$\Delta P_{кз}$, кВт	10,8
I_{xx} , %	1,2
U_k , %	5,5

Кибербезопасность является ключевым вопросом для электросетевых компаний. В дополнение к строгим правилам АВВ применяемым при разработке, тестировании и аттестации, в TХpert добавлено три уровня защиты:

1. Встроенный в TХpert приемопередатчик Wi-Fi выключен по умолчанию и для его активации необходимо использовать специальную карту RFID. WiFi выключается автоматически после 10 мин. бездействия.

2. Компьютер заказчика должен иметь действительный сертификат безопасности для аутентификации при подключении.

3. Данные хранятся на устройстве в зашифрованном виде и заказчику нужен ключ дешифрации для того, чтобы прочитать данные.

Интерфейс графической оболочки TХpert приведен на рисунках 2.2 и 2.3.

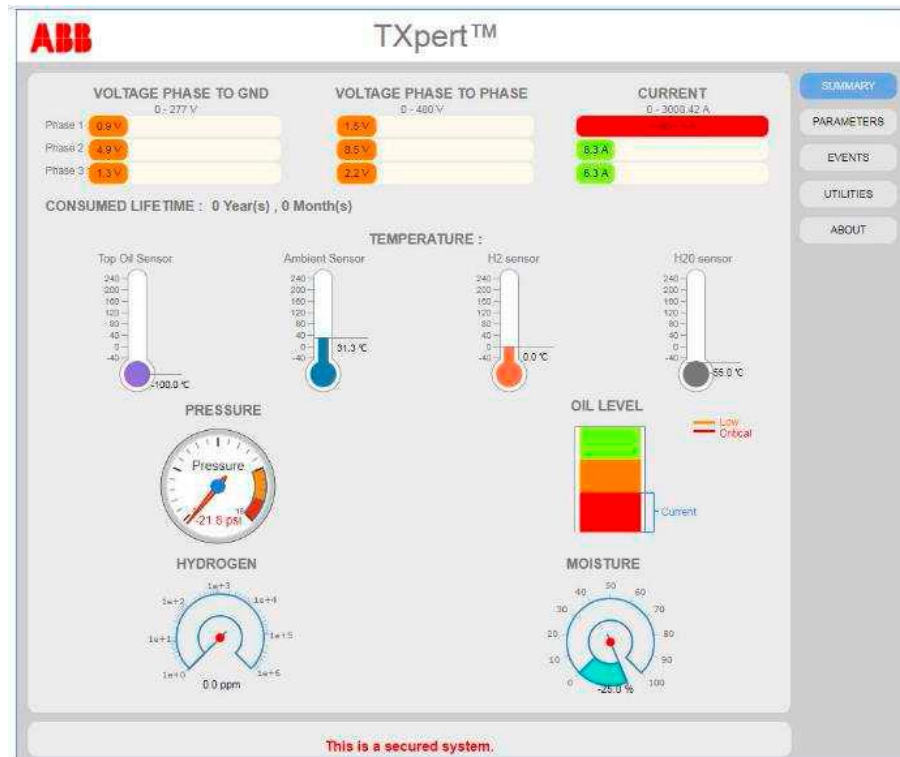


Рисунок 2.2 – Сводные данные о состоянии

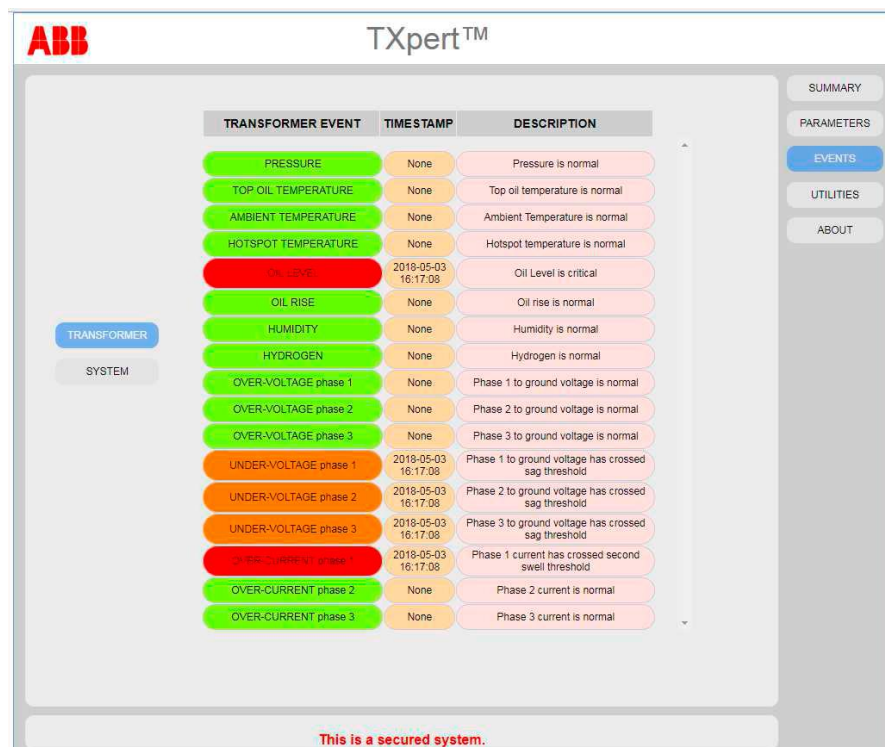


Рисунок 2.3 – История событий

ТП выбираем производственной группы “Трансформер” – “Гарант”. 2КТПБ - 1000/10/0,4 -У1. С совмещенными распределительными устройствами ВН и НН, с автоматическим вводом резерва НН. Комплектное распределительное

устройство 10 кВ – UniGear Digital, производства компании АВВ (рисунок 2.4). Распределительное устройство UniGear Digital позволяет добиться необычайной гибкости применения в самых разнообразных случаях. Цифровое решение позволяет в полной мере воспользоваться преимуществом применения апробированных компонентов, таких как датчики тока и напряжения, интеллектуальные электронные устройства защиты и управления с цифровой связью по протоколу МЭК 61850 для обеспечения надежной и эффективной работы электрической сети.

UniGear Digital позволяет избежать многих практических трудностей при реализации сложных решений, просто у Вас остается меньше поводов для беспокойства по поводу работы электрической сети.



Рисунок 2.4 – Комплектное распределительное устройство 10 кВ UniGear Digital

Основные преимущества:

- **Безопасность и надежность:** Повышение надежности оборудования и безопасности на подстанции; Расширенная функция контроля работы оборудования;
- **Простота и эффективность:** Минимизация затрат за весь срок эксплуатации распределительного устройства; Экономия места в помещении за счет компактного корпуса; Время поставки с момента выдачи заказа до ввода КРУ в эксплуатацию на 30 % меньше по сравнению с типовым UniGear ZS1;
- **Интеллектуальное оборудование с перспективой на будущее:** Простая реализация изменений оборудования в зависимости от изменения требований; Гибкость в отношении распределения нагрузки; Возможность настройки и проведения изменений после ввода в эксплуатацию;

- Меньше вредное воздействие на окружающую среду: Снижение энергопотребления по сравнению с типовой подстанцией; Снижение на 150 тонн CO₂, что эквивалентно выбросам среднего европейского автомобиля, проехавшего 1 250 000 км;

- Глобальное решение: Возможно использование в проектах по стандартам МЭК, ГОСТ и CSA.

Основные характеристики

- Необычайная гибкость;
- Повышение эффективности процесса;
- Снижение стоимости эксплуатации;
- Максимальная интеграция;
- Надежность и безопасность.

Распределительное устройство НН – ШНН.

2.2 Подбор оборудования цифровой подстанции

Цифровое распределительное устройство

Цифровое распределительное устройство – это новое решение, реализованное в традиционном КРУ по стандарту ANSI в металлическом корпусе. Устройство выполнено с использованием хорошо зарекомендовавших себя компонентов, таких как датчики тока и напряжения, устройств релейной защиты серии Relion® и цифровой связи по стандарту МЭК 61850 (рисунок 2.5).

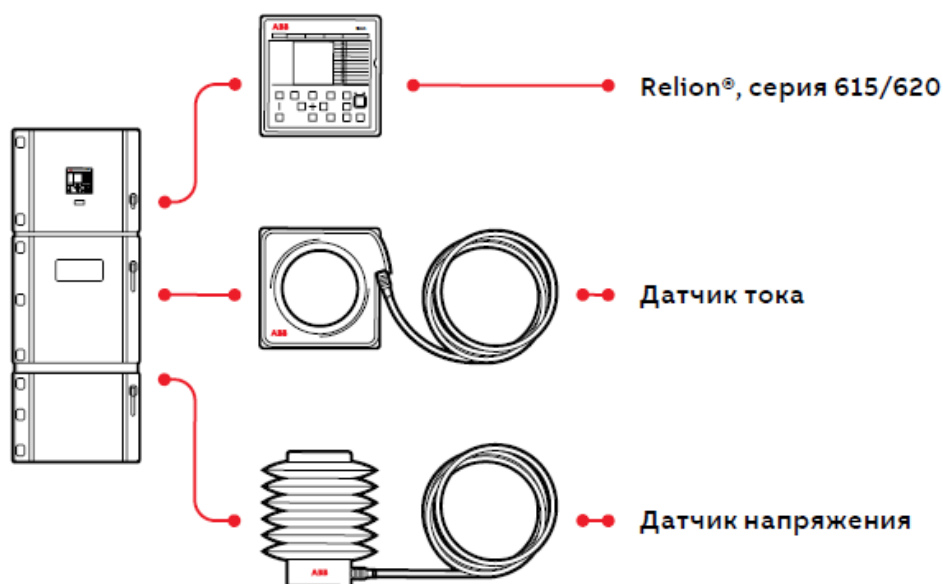


Рисунок 2.5 – Цифровое распределительное устройство

Чрезвычайно компактные датчики тока оптимизированы для использования в традиционном КРУ в металлическом корпусе по стандарту ANSI. В каждую ячейку можно поместить два комплекта датчиков тока.

Датчики напряжения также очень компактны. Они интегрированы в опорные изоляторы, расположенные в кабельном отсеке, или встроены непосредственно в шинный отсек.

Датчики тока и напряжения имеют высокую точность (класс точности 0,5), но для коммерческого учета требуются еще более высокий класс точности и установка измерительных трансформаторов тока и напряжения специально для этой цели. В ячейки, оборудованные датчиками, трансформаторы могут устанавливаться по заказу.

Преимущества цифрового распределительного устройства:

- Легко встраивается в работу интеллектуальных сетей;
- Минимальные затраты на весь срок эксплуатации;
- Быстрая поставка;
- Эксплуатационная гибкость;
- Надежность и безопасность;
- Малогабаритное решение;
- Экологически дружелюбное решение;
- Заказное исполнение и возможность изменений.

Функции цифрового распределительного устройства:

- Охватывает весь диапазон продуктов ANSI среднего напряжения в металлическом корпусе
- Возможность применения в сетях до 27 кВ, 4000А и 50 кА;
- Датчики тока и напряжения имеют класс точности 0,5;
- Применение устройств защиты и управления серии Relion с поддержкой IEC61850-9-2LE.

Датчики тока для цифрового КРУ

Электронные измерительные трансформаторы (датчики) предлагают альтернативный вариант измерения тока для релейной защиты и контроля в энергосистемах среднего напряжения. Такие датчики появились на замену традиционным измерительным трансформаторам с целью существенного уменьшения размера, повышения безопасности, обеспечения более высокой степени стандартизации и расширенного функционального применения. Эти хорошо известные альтернативные принципы измерения могут в полной мере использоваться только вместе с универсальными интеллектуальными электронными устройствами защиты (рисунок 2.6).



Рисунок 2.6 – Датчики тока для цифрового КРУ

Датчик тока АВВ конструктивно выполнен без магнитного сердечника, что обеспечивает определенные важные преимущества как для пользователя, так и для сети. Основное преимущество заключается в том, что нелинейность и ширина петли гистерезиса не оказывают никакого влияния на характеристики датчика, что в результате дает очень точный линейный отклик в большом диапазоне измеряемых величин.

Линейность и высокая точность датчика во всем рабочем диапазоне позволяет объединить в одной обмотке функции измерения и защиты. Класс измерения датчиков КЕСА 80 Сxxx 0,5 достигается при продолжительном измерении тока в расширенном диапазоне точности от 5% номинального первичного тока I_{pr} не только до 120% I_{pr} (стандартно для традиционных трансформаторов тока), но даже до величины нормированного тока длительного нагрева. С точки зрения динамического измерения тока (функции защиты) датчик КЕСА 80 Сxxx производства АВВ отвечает требованиям класса 5P в диапазоне вплоть до значения тока термической стойкости I_{th} . Это позволяет присвоить классу точности значение 5P630, подтверждая, тем самым, превосходные показатели линейности и точности измерений.

Измерение тока датчиками КЕСА 80 Сxxx основано на принципе действия катушки Роговского. Катушка Роговского – это кольцевая катушка индуктивности без металлического сердечника, помещенная вокруг первичного провода, подобно вторичной обмотке в трансформаторе тока. Но выходной сигнал катушки Роговского – не по току, а по напряжению.

Датчики тока для ячеек СН обладают следующими характеристиками:

- Линейность;
- Отсутствие магнитного сердечника;
- Сочетание в одной обмотке двух классов точности: 0,5 для измерения и 5P630 для защиты;
- Широкий диапазон динамических измерений вплоть до значения тока термической стойкости;

- Компактная конструкция позволяет легко разместить датчики в распределительном устройстве СН;
- Безопасные вторичные выходы.

Датчики напряжения для цифрового распределительного устройства

Электронные измерительные трансформаторы (датчики) предлагают альтернативный вариант измерения напряжения для релейной защиты и контроля в энергосистемах среднего напряжения (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – Датчики напряжения для цифрового распределительного устройства

Такие датчики появились на замену традиционным измерительным трансформаторам с целью существенного уменьшения размера, повышения безопасности, обеспечения более высокой степени стандартизации и расширенного функционального применения. Эти хорошо известные альтернативные принципы измерения могут в полной мере использоваться только вместе универсальными интеллектуальными электронными устройствами защиты.

Конструктивно датчики напряжения компании АВВ выполнены без магнитного сердечника. Это дает важные преимущества для пользователя в различных случаях применения. Основное преимущество заключается в том, что на работу датчика не оказывают воздействия нелинейность и ширина петли гистерезиса, что в результате дает очень точный и линейный отклик в широком динамическом диапазоне измеряемых величин. Линейная и высокоточная характеристика датчика во всем рабочем диапазоне позволяет сочетать в одной обмотке измерительный и защитный классы точности. Диапазон измерения напряжения: класс точности измерения – 0,5, класс точности защиты – 3Р.

Измерение напряжения датчиками KEVA В основано на принципе действия резистивного делителя напряжения. Выходное напряжение прямо пропорционально входному напряжению.

Датчики напряжения для ячеек СН обладают следующими характеристиками:

- Компактная конструкция позволяет легко разместить датчики в распределительном устройстве СН;
- Отсутствие феррорезонанса;

- Безопасные вторичные выходы;
- Всего два типа для диапазона напряжения до 27 кВ;
- Не требуются первичные предохранители, что снижает необходимость технического обслуживания.

Дуговая защита.

Инновационная дуговая защита гасит дугу менее чем за 4 мс: это наивысший достижимый показатель для дуговой защиты, обеспечивающий безопасность персонала и оборудования, поддержание надежного энергоснабжения и сокращение времени перерывов в производственном цикле (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Дуговая защита

Дуговое замыкание, которое представляет собой наиболее серьезную угрозу для распределительного устройства, чаще всего ассоциируется с экстремальной высокой температурой и механическими напряжениями в соответствующей части КРУ. Новая активная система дуговой защиты основана на знаниях и опыте, которые компания АВВ накапливала в течение десятилетий работы с вакуумными прерывателями АВВ и ограничителями тока по технологии Is-limiter. Эта новейшая технология ликвидации дуги теперь эффективно помогает избежать негативных последствий, если дуговое КЗ все-таки произойдет.

Сверхбыстрый заземлитель типа UFES™ представляет собой сочетание электронного блока и коммутационных элементов, инициирующих трехфазное КЗ на землю при возникновении внутреннего дугового КЗ. Чрезвычайно короткое время срабатывания основного коммутирующего элемента в сочетании с быстрым и надежным обнаружением короткого замыкания гарантирует практически немедленное гашение дугового короткого замыкания (Время гашения дуги после ее обнаружения составляет < 4 мс).

Электронный блок UFES выпускается в двух вариантах. Электронный блок обнаружения и отключения дуги типа QRU1 представляет собой комплексное решение с возможностью расширения с надежным обнаружением тока и света, что позволяет контролировать небольшие защищенные участки без каких-либо дополнительных устройств.

Во втором варианте электронный блок отключения типа QRU100 использует только наружные блоки обнаружения дуги для контроля защищаемой области. В этом случае блок отключения идеально подходит для подключения устройства дуговой защиты производства АВВ типа REA. Здесь также применяются удобные совместимые и протестированные специально для этой цели интерфейсы.

Свойства дуговой защиты:

- Самый высокий уровень дуговой защиты персонала и оборудования;
- Безопасное энергоснабжение;
- Сверхбыстрый заземлитель типа UFES™;
- Быстрое и надежное обнаружение повреждений;
- Два варианта исполнения.

Для получения данных с силовых трансформаторов применяется Mesh-маршрутизатор Tropos 6420-ХА (рисунок 2.9).

Mesh-маршрутизатор внешнего исполнения Tropos 6420-ХА предоставляет высокую надежность и производительность в экстремальных условиях эксплуатации.

Tropos 6420-ХА предоставляет высокую надежность за счет доступа к 653 МГц радиочастотного спектра и использования автоматической системы обхода помех, встроенной в операционную систему Tropos Mesh. Tropos 6420-ХА поддерживает стандарты беспроводной связи 802.11a/b/g/n и предоставляет суммарную скорость передачи данных 600 Мбит/с, 300 Мбит/с в 2.4 ГГц и 300 Мбит/с в 5 ГГц.

Эффективное решение для широкого спектра приложений, mesh-маршрутизатор Tropos 6420-ХА внешнего исполнения идеально подходит для использования в энергетике и управления технологическими процессами. Благодаря расширенным функциям управления и доступу к полосе частот размером 653 МГц, Tropos 6420-ХА предоставляет отказоустойчивую систему связи для развертывания множества одновременно работающих критически важных приложений. Каждый маршрутизатор может выполнять роль шлюза (соединение с опорной сетью) для повышения пропускной способности сети или роль узла (ретранслятор) для расширения и увеличения связности сети.

Mesh-маршрутизатор Tropos 6420-ХА поддерживает режим 2x2 MIMO в 2.4 ГГц и 5 ГГц частотных диапазонах для создания и расширения беспроводных сетей с высокой пропускной способностью. Он поддерживает как mesh-соединения, так и подключения клиентов в обоих частотных диапазонах. Также существует версия с одним радиопередатчиком 2.4 ГГц – Tropos 6410-ХА.

Tropos 6420-ХА разработан специально для установки в экстремальных условиях окружающей среды. Его корпус выполнен из специального сплава с никелевым покрытием и обладает высочайшей стойкостью к внешним воздействиям.

Tropos 6420-ХА можно заказать с двумя портами Ethernet, которые могут быть использованы для увеличения емкости сети и присоединения клиентских устройств, таких как видеокамеры, или с одним портом Ethernet, который можно использовать, чтобы увеличить емкость сети плюс последовательный (RS-232/RS-

485) интерфейс. Возможно подключение внешних антенн, вынесенных на расстояние от роутера с помощью ВЧ-кабелей.



Рисунок 2.9 – Mesh-маршрутизатор Tropos 6420-XA

Характеристики Mesh-маршрутизатора Tropos 6420-XA.

Беспроводная сеть:

- IEEE 802.11b/g/n радиопередатчик: 2,400 - 2,473 ГГц (FCC / IC), 2.400 - 2.483 ГГц (ETSI / EC);

- IEEE 802.11a/n радиопередатчик: 5,150 - 5,350 ГГц, 5.470 - 5.850 ГГц.

Организация сети:

- Один Gigabit Ethernet порт 10/100/1000BASE-T;

- Один IEEE 802.3u-совместимый 10/100BASE-T Ethernet порт или один последовательный порт (RS-232/RS-485);

- Протоколы: DNP3, Modbus (RTU), Modbus (ASCII), raw;

- Поддержка IPv4; Готовность перехода на IPv6;

- BGP;

- Поддержку IEEE 802.1Q VLAN (Тэги на основе ESSID и IP);

- Сохранение сессии мобильной связи при пересечении подсетей;

- Автоматическая регулирование скорости, мощности, каналов и частот;

- Поддержки передачи GOOSE-сообщений МЭК 61850 и системы 800xA RNRP.

Управление:

- Локальные и удаленные средства управления через HTTPS;

- Беспроводное обновление программного обеспечения.

Защищенность:

- Диапазон рабочих температур: -40°C до 75°C;

- Погодный класс: IP67 - UL 579/IEC 60529 IP67;

- Корпус сделан из сплава 360 Aluminum Association, разработанный для применения в морских условиях, с фосфорно-никелевым покрытием SAE AMS-C-26074 (Aerospace Material Specifications – материалы для аэрокосмической отрасли) для обеспечения исключительной коррозионной стойкости к солевому туману;

- Встроенная антенная защита.

Безопасность:

- Технические элементы управления для соответствия NERC CIP v5;

- Встроенный firewall;

- Аутентификация: WPA, WPA2, 802.11i, RADIUS, 802.1x (включая EAP-TLS, EAP-TTLS, EAP-SIM, PEAP);

- Шифрование: открытое, WEP, TKIP, AES-CCM;

- Соответствие FIPS 140-2 уровень 2.

Опции:

- GPS;

- Резервное питание;

- Стандартный и расширенный пакеты поддержки.

Преимущества:

- Децентрализованная архитектура оптимизирует производительность в режиме реального времени и обеспечивает масштабируемость;

- Автоматический выбор радиочастотного диапазона и каналов, вместе с доступом к 653 МГц радиочастотного спектра, предоставляют превосходную систему обхождения помех;

- Производительность и пропускная способность сети достигают максимального уровня за счет автоматической оптимизации мощности передатчиков и скорости передачи на основании соединений и пакетов;

- Встроенный firewall;

- Экономически эффективная, компактная, легкая конструкция предлагает совершенное решение для обеспечения связи и развертывания сети на производственной площадке.

С маршрутизатора Tporos 6420-ХА все данные передаются на локальный сервер, который расположен в Центральном РЭС ПО ЧГЭС филиала ПАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго». Данное оборудование уже не входит в рамки данной магистерской диссертации, поэтому не рассматривается в работе.

2.3. Подбор оборудования РУ 0,4 кВ

Для РУ 0,4 кВ рассматриваемой ТП предлагается на каждом фидере заменить существующие автоматические выключатели на автоматические выключатели с модулями Modbus.

Работу распределительной электроустановки низкого напряжения можно рассматривать в качестве некоторого технологического процесса, ориентированного на распределение электрической энергии. Для повышения

надежности и оптимизации управления, распределительная электроустановка нуждается в системе мониторинга и диспетчерского контроля.

Рассмотрим интеграцию распределительной электроустановки в систему централизованного автоматизированного управления промышленным предприятием или гражданским объектом. Можно считать, что на неё воздействуют два потока:

- основной поток (поток энергии), состоящий из электроэнергии, которая через фазные проводники и аппараты коммутации и защиты передается потребителям, питая нагрузки предприятия;
- поток информации (цифровой поток), включающий всю информацию, данные и команды, используемые для управления распределительной электроустановкой (рисунок 2.10).

Именно этим потоком информации, проходящим через коммуникационную сеть, и управляет система управления.

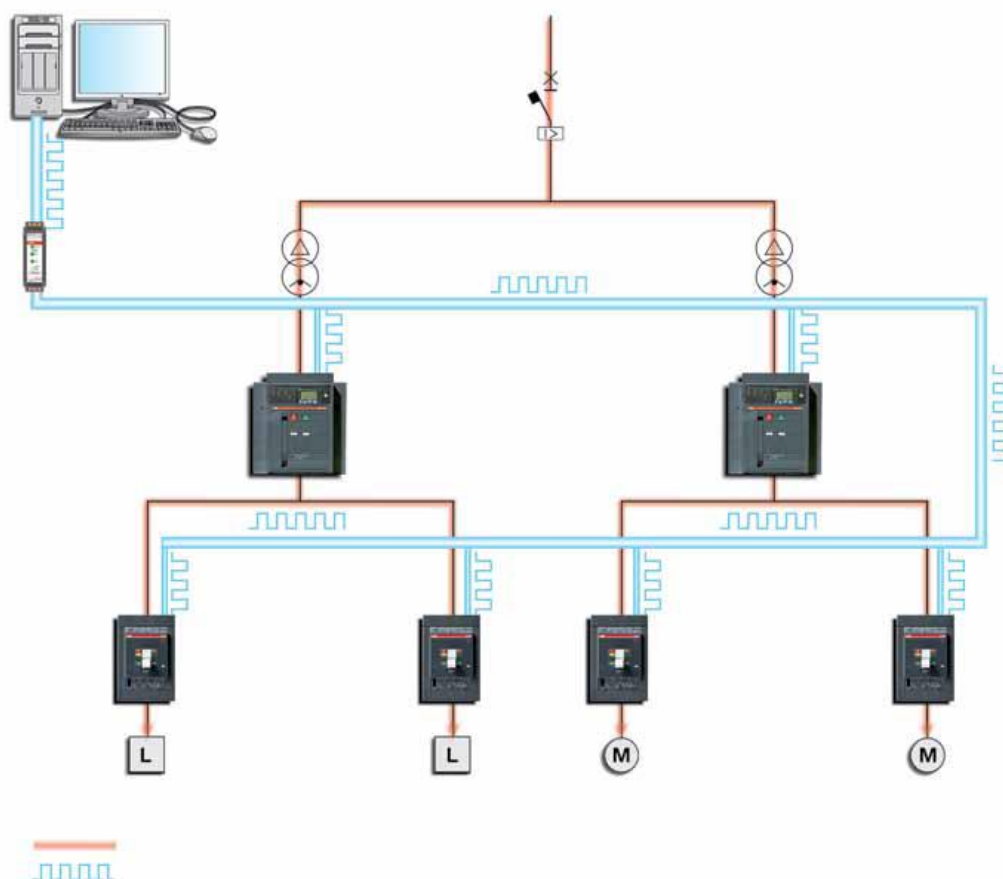


Рисунок 2.10 – Представление потока энергии и потока информации

В качестве вводного автоматического выключателя 0,4 кВ выбирается выключатель автоматический E3N 2500 PR123/P-LSIG $I_n=2500A$ 3р F HR. В качестве секционного выключателя 0,4 кВ выбирается выключатель автоматический E1N 1600 PR123/P-LSIG $I_n=1600A$ 3р F HR. Параметры данных автоматических выключателей даны в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Параметры вводного и секционного автоматических выключателей

Характеристика	Параметры	
	E1N 1600	E3N 2500
Номинальный ток	1600 А	2500 А
Количество силовых полюсов	3	3
Номинальная отключающая способность	42 кА	42 кА
Номинальное напряжение	690 В	690 В
Способ монтажа	Монтажная плата	Монтажная плата
Исполнение	Стационарное	Стационарное
Тип расцепителя	Электронный PR123/P	Электронный PR123/P
Степень защиты	IP2X	IP2X
Род тока	Переменный (АС)	Переменный (АС)
Диапазон рабочих температур	от -25 до +70	от -25 до +70
Количество НЗ контактов	2	2
Количество НО контактов	2	2
Тип управления	Кнопка	Кнопка
Наличие дополнительных контактов	4Q	4Q
Номинальный ток корпуса	1600 А	2500 А
Коммутационная износостойкость (кол-во циклов)	10000	10000
Механическая износостойкость	25000 циклов	25000 циклов
Тип подключения силовой цепи	Болтовое соединение	Болтовое соединение

Диспетчерское и дистанционное управление по сети Modbus

Выбранные в качестве вводного и секционного воздушные автоматические выключатели Emax оборудованы электронными расцепителями PR123/P, которые могут быть подключены к сети Modbus через модуль связи PR120/D-M для того, чтобы:

- передавать аварийные сигналы о срабатывании защиты и сведения о выключателе (например, состояние и положение), а также результаты выполненных электронным расцепителем измерений для удаленной системы диспетчерского управления и контроля;
- принимать внешние команды (например, на включение или отключение выключателя) или уставки функций защиты, делая возможным дистанционное управление аппаратом.

Модуль связи получает питание непосредственно от расцепителя PR123/P, который в свою очередь питается от вспомогательного источника V_{aux} .

Для реализации дистанционного управления, то есть практического выполнения принятых команд на включение или отключение, аппараты серии Emax с модулем связи PR120/D-M должны быть оборудованы следующими аксессуарами (рисунок 2.11):

- реле отключения (YO)
- реле включения (YC)
- мотор-редуктором для автоматического взвода пружин включения (M).



Рисунок 2.11 – Диспетчерское и дистанционное управление выключателями Emax

Для обмена данными по шине расцепителям PR123/P необходим вспомогательный источник питания V_{aux} , технические характеристики которого приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Технические характеристики вспомогательного источника питания V_{aux}

Характеристика	Величина
Номинальное напряжение	24 В пост. тока $\pm 20\%$
Максимальные пульсации	5 %
Пусковой ток при 24 В	10 А в течение 5 мс
Номинальный ток при 24 В	~ 170 мА (из них 40 мА для модуля связи PR120/D-M)
Номинальная мощность при 24 В	4 Вт (из них 1 Вт для модуля связи PR120/D-M)

Измерения.

Возможности по выполнению измерений зависят от типа используемого расцепителя и наличия модуля измерений PR120/V.

Модуль измерения PR120/V поставляется установленным на расцепитель PR123/P. Основная функция данного модуля – измерение напряжений фаз и обработка результатов измерений. Полученные значения нескольких электрических параметров передаются в расцепитель, который передает их диспетчерской системе для управления логикой защиты электроустановки.

Измеренные значения могут передаваться через PR120/D-M вышестоящей системе диспетчерского управления.

Результаты измерений, команды и другие передаваемые данные перечислены в таблице 2.6. При переводе расцепителя в режим местного управления, все переданные по шине команды дистанционного управления отменяются.

Расцепители PR122/P и PR123/P подключаются к сети Modbus через модуль связи PR120/D-M согласно приведенной на рисунке 2.12 схеме.

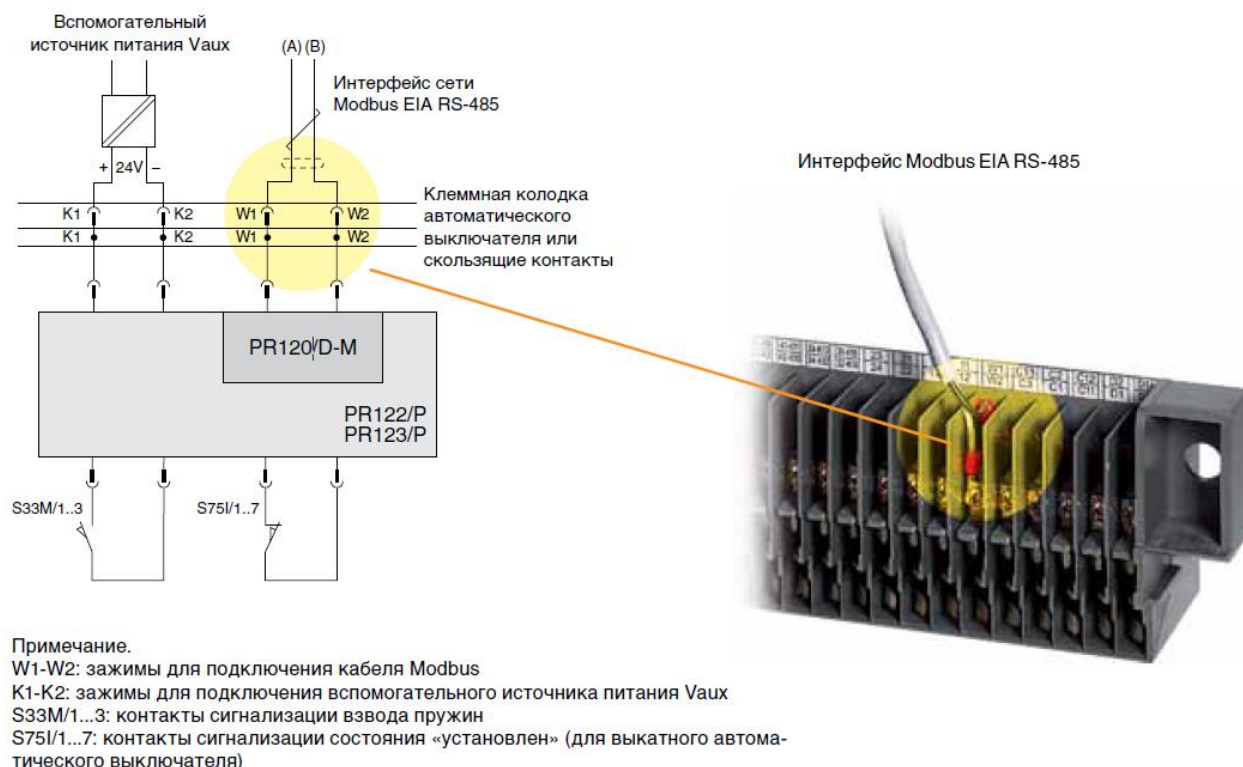


Рисунок 2.12 – Схема подключения расцепителя PR123/P к сети Modbus через модуль PR120/D-M

Таблица 2.6 - Результаты измерений, команды и другие данные, передаваемые воздушными автоматическими выключателями Emax

Тип данных	Передаваемые данные
1	2
Значения электрических параметров	Токи в фазных (IL1, IL2, IL3) и нейтральном (IN) рабочих проводниках, защитном проводнике
	Напряжения (фазные, линейные, остаточное)
	Мощность: суммарная и по фазам (активная P, реактивная Q, полная S)
	Коэффициент мощности
	Коэффициент амплитуды (Iампл./Идейств.)
	Частота
	Энергия суммарная и по фазам (активная, реактивная, полная)
	Анализ гармоник (THDi, THDv и спектр) до 40-й (до 35-й при $f=60$ Гц)
	Осциллограммы токов в фазных и нейтральном проводниках
	Осциллограммы линейных напряжений
	Регистратор данных
	Журнал измерений (Iмакс.)
	Журнал измерений (Vмакс., Vмин., Pмакс., Pмин., Qмакс., Qср., Sмакс., Ср.)

Продолжение таблицы 2.6

1	2
Информация о состоянии	Состояние и положение аппарата (вкл./откл., установлен/выкачен)
	Состояние пружин (взведены/разряжены)
	Режим управления (местное, дистанционное)
	Заданные параметры защиты, параметры для управления нагрузкой
Сервисные данные	Общее количество ручных операций и срабатываний
	Количество проверочных срабатываний и операций, выполненных вручную
	Число срабатываний каждой функции защиты
	Износ главных контактов (%)
	Записи данных о последних 20 срабатываниях
Сообщения о срабатываниях защиты	Защита L, S, I, G
	Направленная защита D (время и параметры отключения)
	Защита от небаланса токов U (время и параметры отключения)
	Защита от перегрева расцепителя OT
	Защита от небаланса напряжений U (время и параметры отключения)
	Защита от падения напряжения UV (время и параметры отключения)
	Защита от повышенного напряжения OV (время и параметры отключения)
	Защита от остаточного напряжения RV (время и параметры отключения)
	Защита от обратного потока мощности RP (время и параметры отключения)
	Защита от пониженной частоты UF (время и параметры отключения)
	Защита от повышенной частоты OF (время и параметры отключения)
Диагностические сообщения	Команда срабатывания не выполнена
	Износ контактов = 100 %
	Ошибка модуля сопряжения
	Катушка отключения (ТС) отсоединена или повреждена
	Датчики тока отсоединены
Команды	Включение/отключение автоматического выключателя
	Сброс аварийных сигналов
	Задание уставок и кривых срабатывания защиты
	Системная синхронизация времени срабатывания каждого выключателя
События	Изменение состояния выключателя, функций защиты и аварийных сигналов (последние 80)

Для защиты отходящих линий от рассматриваемой ТП выбираются автоматические выключатели типа АВВ Tmax T4 с номинальным током 320 А и токами расцепителя 200 А, 250 А и 200 А с электронными расцепителями PR223DS.

Дистанционное диспетчерское управление и контроль через сеть Modbus дано на рисунке 2.13.



Рисунок 2.13 – Диспетчерское и дистанционное управление выключателями Tmax T4

Расцепители типа PR223DS автоматических выключателей Tmax T4 могут вести обмен данными по сети Modbus через заднюю клеммную колодку разъема X3 (рисунок 2.14).

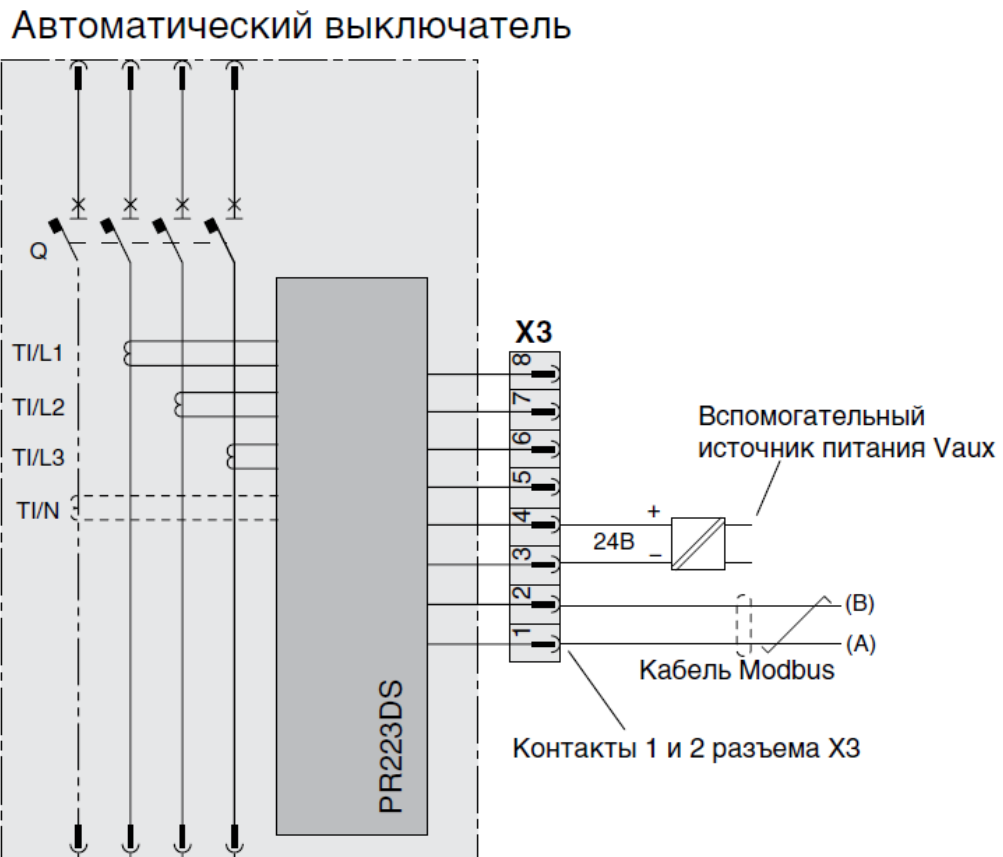


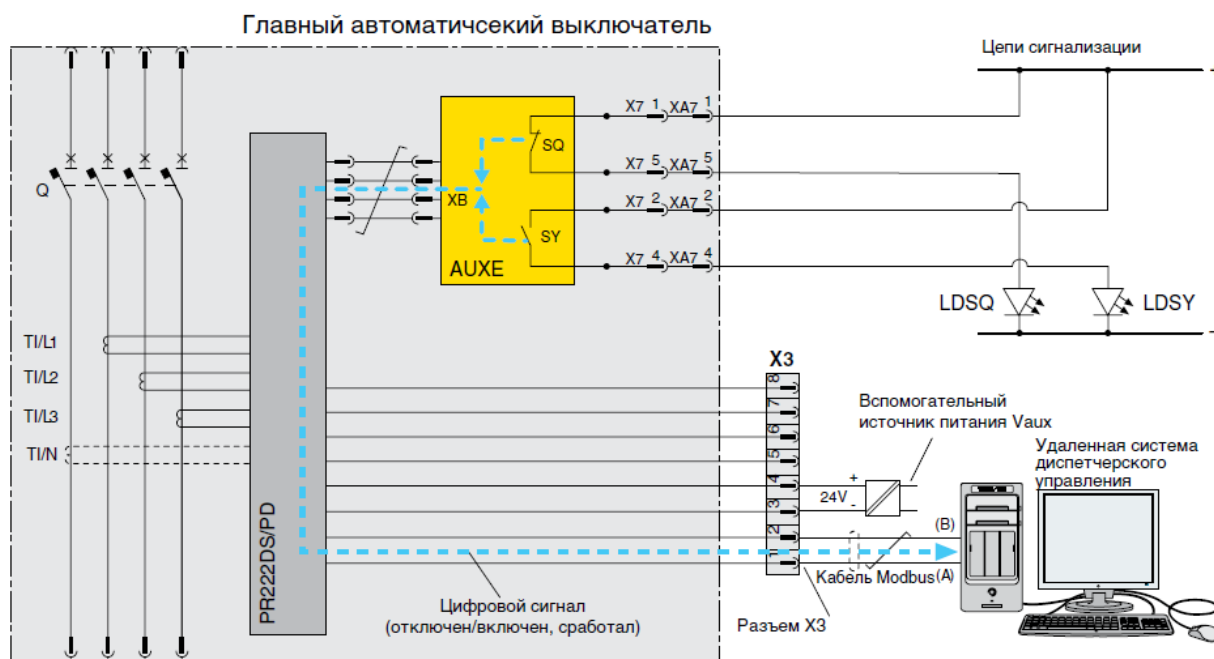
Рисунок 2.14 – Схема подключения расцепителя PR223DS к сети Modbus через разъем X3

Функция диалогового обмена данными позволяет:

- передавать аварийные сигналы о срабатывании защиты и сведения о выключателе (например, о его состоянии и положении), а также результаты выполненных электронным расцепителем измерений для удаленной системы диспетчерского управления и контроля. Для передачи этой системе управления сведений о состоянии аппарата (включен, отключен, сработал), выключатели Tmax типа T4 должны быть оборудованы дополнительными контактами AUX-E, называемые также контактами для электронного исполнения;
- принимать команды от этой системы (например, на включение или отключение выключателя) или уставки функций защиты, делая возможным дистанционное управление аппаратом.

Через дополнительные контакты AUX-E микропроцессорные расцепители типа PR223DS получают информацию о состоянии автоматического выключателя (отключен, включен, сработал) и передают ее через сеть Modbus в систему диспетчеризации (рисунок 2.15).

Контакты AUX-E также передают информацию о состоянии автоматического выключателя в цепи сигнализации электроустановки через контакты SQ и SY; таким образом обеспечивается резервирование сигнализации состояния аппарата.



Примечание.

SQ: Контакт сигнализации включения/отключения автоматического выключателя

SY: Контакт сигнализации аварийного отключения автоматического выключателя (положение «сработал»)

Электрические характеристики контактов SQ и SY:

Номинальное напряжение: 24...350 В

Номинальный ток: 0...100 мА

Максимальное напряжение: 400 В

Максимальный непрерывный ток: 120 мА

Максимальный ток (в течение 100 мс): 300 мА

Рисунок 2.15 – Схема соединений контактов AUX-E

Для реализации дистанционного управления, то есть практического выполнения принятых команд на включение или отключение, выключатели в литом корпусе серии Tmax T4 должны быть оборудованы моторным приводом с электронным интерфейсом МОЕ-Е и вспомогательными контактами АUX-Е в электронном исполнении.

Для обмена данными по шине, расцепителям PR223DS необходим вспомогательный источник питания V_{aux} , параметры которого даны выше в таблице 2.6.

Моторный привод МОЕ-Е оборудован, помимо механизма с электродвигателем, электронным модулем управления, который преобразует цифровые сигналы от удаленной диспетчерской системы в импульсы напряжения, необходимого для выполнения механической операции размыкания и замыкания автоматического выключателя. Цифровые сигналы от диспетчерской системы принимаются электронным расцепителем и передаются на моторный привод по схеме, показанной на рисунке 2.16.

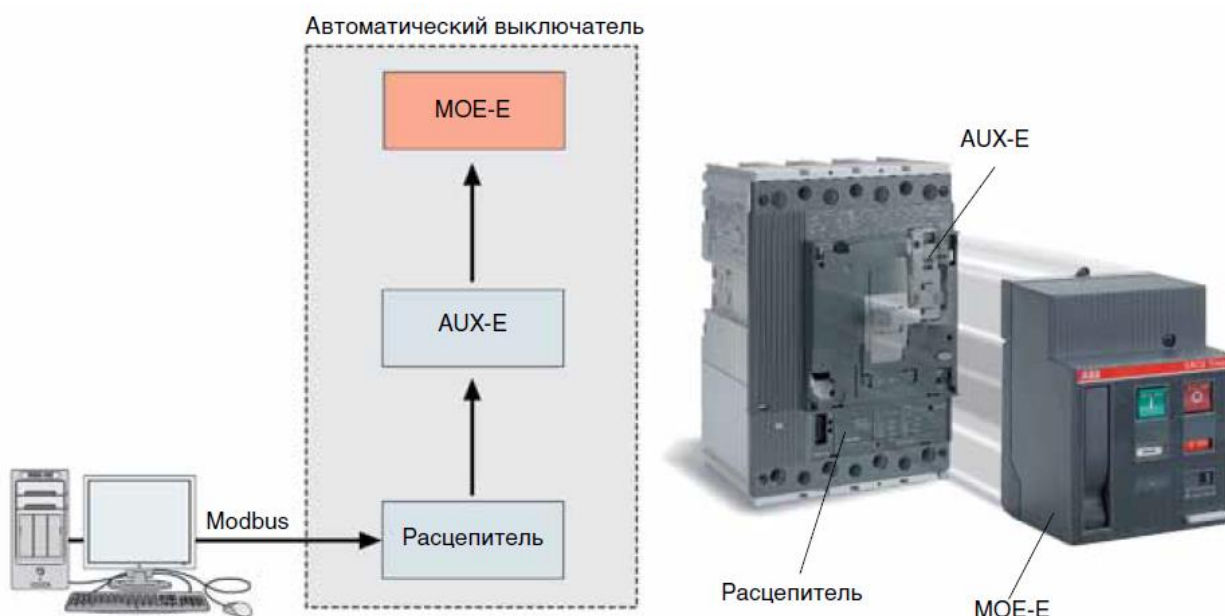


Рисунок 2.16 – Принцип работы модулей МОЕ-Е и АUX-Е

Дополнительные контакты АUX-Е сообщают расцепителю о состоянии автоматического выключателя (отключен/включен/сработал). Исходя из этой информации, расцепитель может выдавать или не выдавать команды включения, отключения или возврата в исходное положение.

Таким образом, расцепитель выдает команды, соответствующие реальному состоянию аппарата (например, команда на включение не выдается, когда аппарат находится в положении «сработал»).

Измерения

Расцепители PR223DS выдают значения тока, измеренного в фазах, нейтрали и защитном проводнике.

При установке модуля измерений VM210 и задней соединительной колодки, расцепители типа PR223DS помимо токов могут измерять и другие основные параметры электроустановки.

Результаты измерений, команды и другие данные, передаваемые воздушными автоматическими выключателями Emax даны в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Результаты измерений, команды и другие данные, передаваемые воздушными автоматическими выключателями Emax

Тип данных	Передаваемые данные
Значения электрических параметров	Токи в фазных (IL1, IL2, IL3) и нейтральном (IN) рабочих проводниках, защитном проводнике
	Линейные напряжения (V12-V23-V31)
	Фазные напряжения (V1-V2-V3)
	Коэффициент амплитуды (L1-L2-L3-N)
	Частота
	Мощность: суммарная и по фазам (активная P, реактивная Q, полная S)
	Суммарный коэффициент мощности
	Суммарная энергия (активная, реактивная, полная)
Информация о состоянии	Состояние автоматического выключателя (включен, отключен, сработал)
	Режим управления (местное, дистанционное)
	Уставки функций защиты
	Записи данных о последних 20 срабатываниях
Сервисные данные	Общее количество выполненных операций
	Общее количество срабатываний
	Количество тестовых срабатываний
	Количество операций вкл/выкл, выполненных в ручном режиме
	Количество срабатываний отдельно для каждой функции защиты L-S-I-G
Сообщения о срабатываниях защиты	Мгновенная защита от короткого замыкания I (значения отключения)
	Защита L, S, G (время и параметры отключения)
Диагностические сообщения	Команда срабатывания не выполнена
	Перегрев МОЕ-Е
	Катушка отключения отсоединена или повреждена
Команды	Включение/отключение автоматического выключателя (с МОЕ-Е)
	Сброс аварийных сигналов
	Возврат автоматического выключателя в исходное положение (с МОЕ-Е)
	Настройка кривых защиты и уставок срабатывания
События	Изменение состояния выключателя, функций защиты и аварийных сигналов

Модуль VM210 – это преобразователь напряжения, который можно подключать непосредственно к электросети. Он выдает градуированные сигналы на расцепители защиты PR223EF и PR223DS.

Сигналы на выходах 3, 4, 5 и 6 модуля VM210 соответствуют напряжениям фаз. Они поступают на входы 5, 6, 7 и 8 разъема X4 согласно схеме, показанной на рисунке 2.17. Необходимое для работы модуля VM210 питание подается через входы 1 и 2 от вспомогательного источника, имеющего следующие характеристики:

- напряжение 24 В пост. тока $\pm 20\%$;
- максимальные пульсации – 5 %;
- номинальная мощность при 24 В – 3,5 Вт.

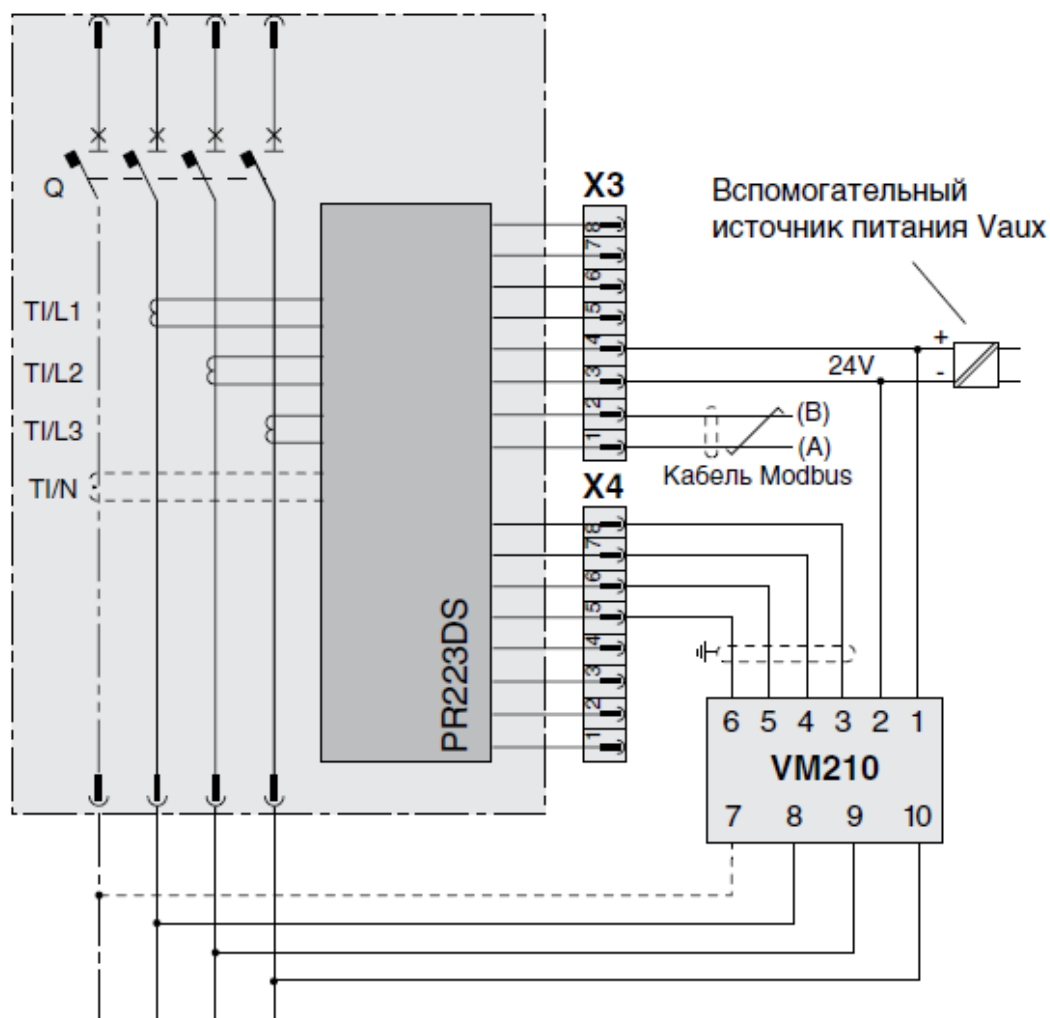


Рисунок 2.17 – Схема подключения модуля VM210 к расцепителю PR223DS

Назначение контактов VM210

Вход: 1 – Vaux+; 2 – Vaux-; 7 – N; 8 – L1; 9 – L2; 10 – L3.

Выход: 3 – COMM; 4 – Vout1; 5 – Vout2; 6 – Vout3.

Результаты измерений передаются расцепителем внешней системе управления через контакты 1 и 2 разъема X3.

Выводы по разделу 2

В данной главе магистерской диссертации выполнен расчет электрических нагрузок микрорайона г. Челябинска, а именно жилых домов и общественных зданий. Выбраны силовые трансформаторы АВВ с устройством Ability TХpert для замены существующих.

Подобрано оборудование цифровой подстанции. Для РУ 10 кВ выбрано КРУ 10 кВ UniGear Digital. Для получения данных с силовых трансформаторов применяется Mesh-маршрутизатор Tropos 6420-ХА. Подобрано оборудование РУ 0,4 кВ.

3 ВЫБОР УСТРОЙСТВ СВЯЗИ, УПРАВЛЕНИЯ, ЗАЩИТЫ НА ЦИФРОВОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

3.1 Выбор устройств связи

Цель серии стандартов МЭК 61850 заключается в обеспечении взаимодействия между IED-устройствами от различных поставщиков или, точнее, между функциями, выполняемыми на подстанции, но резидентно находящимися на оборудовании (в физических устройствах) от различных поставщиков. Взаимозаменяемость не является объектом стандартизации серии стандартов МЭК 61850. Согласно стандартам серии МЭК 61850 для взаимозаменяемости помимо взаимодействия необходима также стандартизация функциональности.

Взаимодействие устройств от различных поставщиков имеет следующие аспекты:

- a) устройства должны иметь возможность подсоединяться к общей шине с общим протоколом (синтаксис);
- b) устройства должны воспринимать информацию, предоставляемую другими устройствами (семантика);
- c) если это возможно, устройства должны совместно выполнять общую или объединенную функцию (распределенные функции).

В связи с отсутствием ограничений в отношении структуры системы и информационного обмена для обеспечения взаимодействия необходимо обеспечивать соблюдение некоторых статических и динамических требований.

Статические требования к проектированию.

В целях обеспечения взаимодействия для любых конфигураций предъявляются следующие требования (они не являются полностью независимыми друг от друга):

- a) свободное распределение функций между устройствами поддерживается связью, то есть связь должна разрешать любые функции в любом устройстве. Это не значит, что все устройства должны поддерживать все функции;
- b) функции системы автоматизации подстанции (SAS) и их коммуникационные характеристики описываются независимо от устройства, то есть безотносительно к их реализации в IED-устройствах;
- c) функции описываются лишь постольку, поскольку это необходимо для идентификации обмениваемой информации;
- d) взаимодействие распределенных функций, независимых от устройств, описывается промежуточными логическими интерфейсами. Реализация этих логических интерфейсов может свободно назначаться физическим интерфейсам или LAN;
- e) современные функции и требования к их связи хорошо известны, но серия стандартов МЭК 61850 должна быть открыта также для требований к связи будущих функций.

Коммуникация в цифровой ТП выполняется в соответствии со стандартами:

- Связь с АСУ в соответствии IEC 61850;

- Применение IEC 61850 GOOSE для реализации ОБР;
 - Трансляция напряжения шин в виде потока IEC 61850-9-2;
 посредством модульной системы SAM600 (рисунок 3.1). Данная система имеет следующие преимущества:

1. Удобство проектирования
 - Концепция «модуль-элемент схемы» обеспечивает простоту и гибкость при проектировании шины процесса
2. Абсолютная гибкость архитектуры
 - SAM600 можно применить для любой однолинейной схемы
 - Наружная установка (-40 .. +70°C)
 - Нарастиваемое число портов связи позволяет исключить коммутаторы в шине процесса (или минимизировать их число);
3. Низкие затраты при частичной реконструкции
 - Модульность позволяет выполнить поэтапную реконструкцию с минимальным временем простоя.

Система SAM600 имеет следующие возможности:

- Измерение тока и напряжения для задач РЗА и учета;
- 4 канала 100-125 В (VT) / 1 или 5 А (СТ);
- Диапазон до 2,5х U_n / 80х I_n ;
- Точность < 0.1% в диапазоне 0.2 .. 1.2 от номинала;
- Вход для тестового переключателя;
- Передается в виде бита качества потока 9-2LE;
- Вход для функции контроля цепей напряжения (SAM600-VT);
- Поддержка различных архитектур связи;
- Электрические (RJ45) и оптические (FX) порты;
- Поддержка конфигураций HSR и PRP через модуль SAM600-TS;
- Возможность передачи внешних потоков 9-2LE;
- Синхронизация: IEC 61850-9-3 (встроенная) или 1PPS (через модуль SAM600-TS).



Рисунок 3.1 – Блок SAM600-IO

Данный блок имеет следующие возможности:

- а) Дискретные входы и выходы для контроля и управления первичным оборудованием:
- Интеграция нескольких КА в единое устройство (до трех выключателей и 18 Р/ЗН);
 - Исполнение 6U 1/1x19”, 6U ½x19”;
 - Возможность установки платы mA-входов;
 - Служебный ИЧМ в усиленном корпусе (опция);
- б) Связь;
- Поддержка различных архитектур шины процесса;
 - До 6 оптических портов, поддерживающих 3 подключения с резервированием PRP/HSR;
 - Синхронизация времени по МЭК61850-9-3;
 - IEC 61850-8-1 GOOSE наивысшего класса.

3.2 Выбор устройств РЗА

Для управления ячейками КРУ UniGear Digital применяются интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) защиты и управления Relion® серии 615 (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) защиты и управления Relion® серии 615

Устройства 615-й серии имеют стандартные конфигурации, что позволяет легко адаптировать и настраивать ваши системы, при этом имея возможность менять конфигурацию в зависимости от конкретных требований. Компактные устройства серии 615 обладают мощным набором функций в одном интеллектуальном пакете.

Устройство управления и защиты фидера REF615 – это специальное реле защиты фидера, идеально подходящее для защиты, управления, измерения и контроля в распределительных сетях подстанций, включая радиальные и замкнутые сети, сети сложной конфигурации, в том числе с наличием малой генерации.

Для рассматриваемой подстанции принимается конфигурация L устройства REF615 (рисунок 3.3).

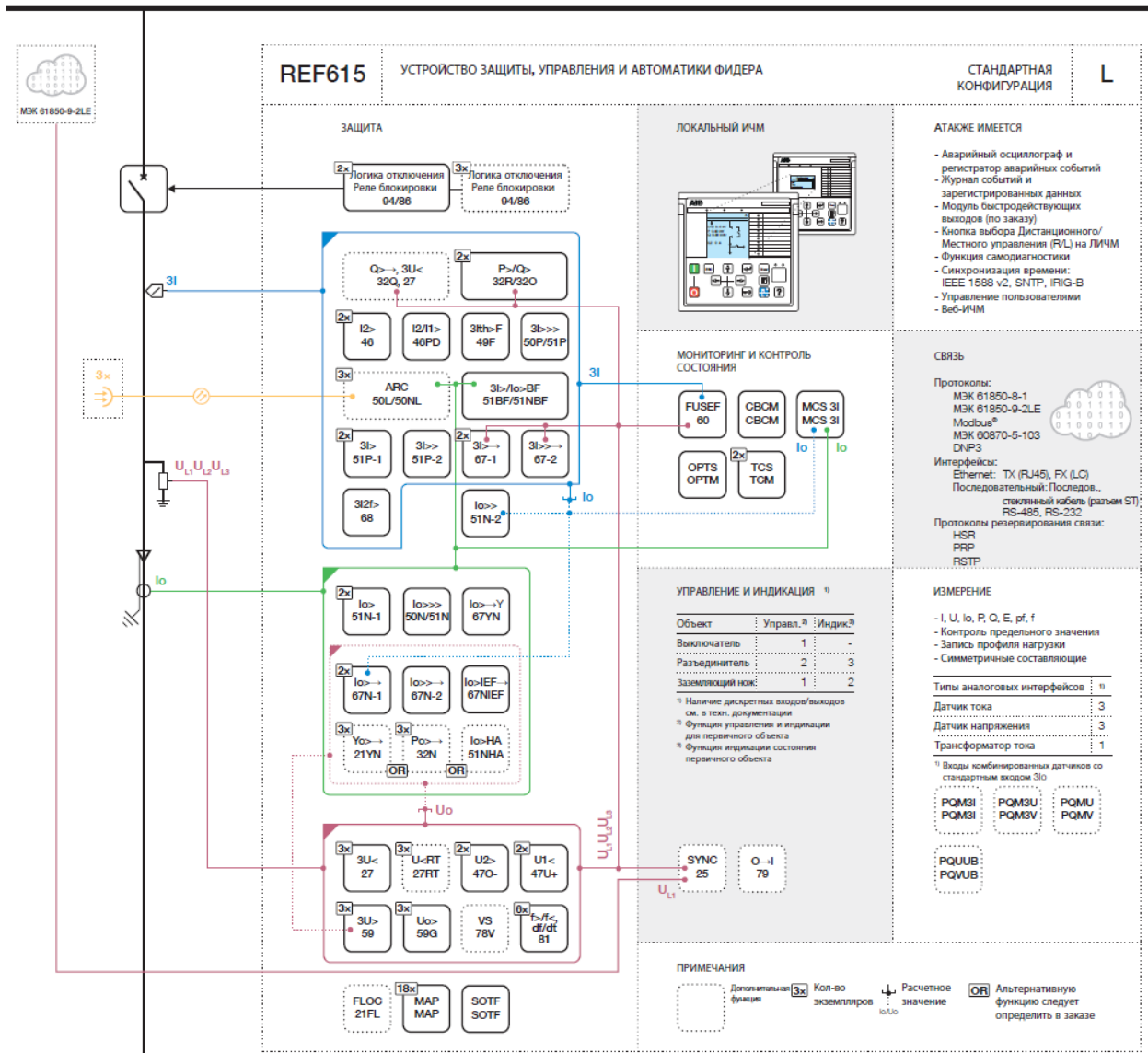


Рисунок 3.3 – Конфигурация L устройства REF615

В данной конфигурации поддерживаются следующие функции: Устройство обеспечивает направленную и ненаправленную максимальную токовую защиту и защиту от тепловой перегрузки, а также направленную и ненаправленную защиту от замыканий на землю. В некоторых стандартных конфигурациях в дополнение к направленной защите от замыканий на землю можно заказать защиту от замыканий на землю на основе контроля комплексной проводимости, тока высших гармоник или активной мощности. Кроме того, в устройстве имеются функции чувствительной защиты от замыканий на землю, а также защиты от обрыва фазы, от переходных/перемежающихся замыканий на землю, от повышения/понижения напряжения, от повышения напряжения нулевой последовательности, от понижения напряжения прямой последовательности и от повышения напряжения обратной последовательности. Имеется защита по

частоте, в том числе защита от повышения/понижения частоты, а также по скорости изменения частоты. ИЭУ также предусматривает возможность трехфазного многократного АПВ воздушных линий.

Предусмотрена защита от замыканий на землю на основе контроля комплексной проводимости в широком частотном диапазоне, которая обеспечивает селективную направленную защиту от замыканий на землю в сетях с заземленной через высокое полное сопротивление нейтралью. Принцип действия основан на измерении комплексной проводимости нейтрали в широком частотном диапазоне с использованием составляющих основной частоты и гармоник в 3U₀ и 3I₀. Благодаря специальному алгоритму фильтрации направленность повреждения достоверно определяется даже в случае переходных/повторных замыканий на землю. Обеспечивается очень хорошее сочетание надежности и чувствительности защиты с одной функцией от низко- и высокоомных замыканий на землю, а также переходных и перемежающихся или повторных замыканий на землю.

Усовершенствованное за счет применения дополнительного оборудования и программного обеспечения, устройство также оснащено тремя каналами датчиков света для дуговой защиты выключателя, ошиновки и кабельного отсека комплектного распределительного устройства в металлическом корпусе.

Интерфейс датчиков дуговой защиты установлен в модуле связи. Быстрое отключение повышает уровень безопасности персонала и ограничивает размер материального ущерба в распределительном устройстве при возникновении дугового замыкания. В качестве дополнительного можно выбрать модуль дискретных входов/выходов с тремя быстродействующими дискретными выходами (HSO), которые позволят еще уменьшить общее время срабатывания на 4 - 6 мс по сравнению с обычными сильноточными выходами.

Устройство укомплектовано одним традиционным входом тока нулевой последовательности (3I₀) и тремя входами комбинированных датчиков фазных токов и напряжений. Три комбинированных датчика подключаются с помощью разъемов RJ-45. Датчики обеспечивают определенные преимущества по сравнению с традиционными измерительными трансформаторами тока и напряжения, которые даны во второй главе.

В стандартной конфигурации L имеется дополнительная функция контроля качества электроэнергии, которая позволяет выявлять и отслеживать гармонические колебания тока и напряжения и кратковременные нештатные режимы в системе. В стандартную конфигурацию L также включена дополнительная функция определения места повреждения на основе измерения импеданса, которая подходит для определения места короткого замыкания в радиальных распределительных системах и места замыкания на землю в сетях глухозаземленной нейтралью или с нейтралью, заземленной через низкое активное сопротивление.

Более широкие функциональные возможности обеспечиваются благодаря входам, предназначенным для датчиков фазных токов и напряжений. Для обеспечения работоспособности устройства загружаемая пользовательская

конфигурация проверяется с использованием Инструмента Конфигурации Приложений в системе РСМ600. Благодаря наличию функции контроля синхронизма и шины процесса с передачей выборок аналоговых фазных напряжений, устройство стандартной конфигурации и L обеспечивает надежное взаимодействие двух сетей.

REF615 содержит функции управления выключателем с ИЧМ на передней панели устройства или с помощью дистанционного управления. Помимо функционального блока управления выключателем, в устройстве предусмотрены еще два функциональных блока, предназначенных для управления разъединителями или тележкой выключателя с приводом и для индикации их положений. Кроме того, в устройстве имеется функциональный блок управления заземляющим ножом с приводом и индикации его положения.

Для каждого управляемого первичного устройства в ИЭУ должны быть предусмотрены два физических дискретных входа и два дискретных выхода. Количество неиспользуемых дискретных входов и выходов зависит от выбранной стандартной конфигурации устройства. Кроме того, в отдельных стандартных конфигурациях предусмотрены дополнительные аппаратные модули для увеличения количества дискретных входов/выходов.

Если дискретных входов или выходов, имеющихся в стандартной конфигурации, недостаточно, можно либо изменить стандартную конфигурацию, чтобы освободить дискретные входы или выходы, которые первоначально были сконфигурированы для других целей (если возможно) либо установить в устройство внешний модуль входов или выходов, например, RIO600. Дискретные входы и выходы внешнего модуля входов/выходов могут использоваться для приема/передачи сигналов, менее критичных по времени. Внешний модуль позволяет высвободить некоторые первоначально зарезервированные в стандартной конфигурации дискретные входы и выходы устройства.

Необходимо тщательно проверить соответствие параметров дискретных выходов устройства, выбранных для управления первичным оборудованием, например, допустимый ток и размыкающую способность. Если требования к цепи управления первичным устройством не выполняются, необходимо использовать внешние промежуточные реле.

Большой графический ЖКД интерфейса «человек-машина», которым укомплектовано устройство, позволяет отображать однолинейную схему (SLD) с индикацией положения соответствующих первичных устройств. Необходимые схемы оперативных блокировок конфигурируются с помощью функциональных возможностей матрицы сигналов или инструмента конфигурации приложений РСМ600. В зависимости от стандартной конфигурации, в устройстве также имеется функция контроля синхронизма, которая гарантирует, что напряжение, фазный угол и частота на любой из сторон разомкнутого выключателя отвечает условиям безопасного взаимодействия двух сетей.

7. Измерения

Устройство непрерывно измеряет фазные токи, симметричные составляющие токов и ток нулевой последовательности. Если в ИЭУ предусмотрено измерение

напряжений, также измеряются напряжение нулевой последовательности, фазные напряжения и симметричные составляющие напряжения. В зависимости от стандартной конфигурации, устройство дополнительно обеспечивает измерение частоты. Устройство также вычисляет усредненное значение тока за выбираемый пользователем предустановленный интервал времени, тепловую перегрузку защищаемого объекта и коэффициент несимметрии фаз на основе соотношения между токами обратной и прямой последовательности.

Кроме того, предусмотрены функции трехфазного измерения мощности и электроэнергии, включая коэффициент мощности.

Доступ к измеряемым величинам осуществляется локально через интерфейс пользователя на передней панели устройства или удаленно через интерфейс обмена данными. Доступ к измеряемым величинам возможен также локально или дистанционно с помощью интерфейса пользователя на базе веб-браузера.

В ИЭУ имеется регистратор профиля нагрузки. Функция регистрации профиля нагрузки позволяет сохранить данные за определенный период времени (интервал усреднения измеряемой нагрузки). Записи сохраняются в формате COMTRADE.

8. Функции контроля качества электроэнергии

В европейских стандартах (EN) качество электроэнергии определяется характеристиками напряжения питания сети. Основными характеристиками качества электроэнергии является наличие переходных режимов, кратковременные и длительные колебания напряжения, несимметрия, а также искажение формы сигнала. Для мониторинга суммарного среднего искажения тока и общего гармонического искажения напряжения используются функции контроля синусоидальности.

Мониторинг качества электроэнергии – исключительно важная услуга, которую подстанции могут предоставить своим потребителям. Система мониторинга не только может предоставлять данные об аварийных режимах в энергосистеме и их возможных причинах, она также может обнаруживать проблемные состояния энергосистемы до того, как от потребителей поступят жалобы на сбои в работе оборудования, или даже на повреждение или поломку оборудования. Проблемы качества электроэнергии не ограничиваются только проблемами энергосистемы. На самом деле, большинство проблем, связанных с качеством электроэнергии, локализуется на объектах потребителя.

Таким образом, мониторинг качества электроэнергии - это не только эффективная стратегия работы с потребителями, но также и способ защиты репутации энергокомпании в отношении качества электроэнергии и обслуживания.

В устройстве защиты реализованы следующие функции мониторинга качества электроэнергии.

- Функция контроля колебаний напряжения;
- Функция контроля небаланса напряжения;
- Функция контроля высших гармоник тока;
- Функция контроля высших гармоник напряжения;

- Функции контроля несимметрии напряжения и колебаний напряжения используются для измерения кратковременных колебаний напряжения и кратковременных условий несимметрии напряжения в передающих и распределительных сетях.

- Функции контроля высших гармоник тока и напряжения обеспечивают мониторинг качества электроэнергии посредством контроля искажения кривой синусоидальности сигнала тока и напряжения. Они обеспечивают кратковременную среднюю нагрузку за три секунды и длительную нагрузку для функций контроля суммарного среднего искажения (TDD) тока и коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения (THD).

9. Определение места повреждения

В устройстве имеется дополнительная функция определения места повреждения посредством измерения полного сопротивления, которая подходит для определения места короткого замыкания в радиальных распределительных сетях. Замыкания на землю могут определяться в сетях с глухозаземленной нейтралью или в сетях с нейтралью, заземленной через низкое активное сопротивление. В условиях, когда величина тока повреждения представляет собой как минимум величину того же порядка или превышает ток нагрузки, местоположение замыканий на землю также может определяться в распределительных сетях с изолированной нейтралью. Функция определения места повреждения определяет тип повреждения, а затем рассчитывает расстояние до места повреждения.

Также производится предварительный расчет активного сопротивления в месте повреждения. Такой расчет дает информацию о возможной причине повреждения, а также о точности рассчитанного расстояния до места повреждения.

10. Аварийный осциллограф

Устройство имеет аварийный осциллограф, который позволяет записывать до 12 аналоговых и 64 дискретных сигналов. Аналоговые каналы могут быть настроены для записи формы сигнала или изменения измеряемых токов и напряжений.

Аналоговые каналы могут быть настроены на запуск функции записи по повышению или понижению измеряемой величины относительно значения уставки. Каналы дискретных сигналов могут быть настроены на запуск функции записи по переднему или заднему фронту дискретного сигнала, либо по обоим фронтам.

По умолчанию дискретные каналы регистрируют внешние или внутренние сигналы устройства, например, сигналы пуска или срабатывания ступеней защит, либо внешних сигналов блокировки или управления. Запуск осциллографа может быть инициирован дискретными сигналами пуска или срабатывания защиты либо внешним сигналом управления устройством через дискретный вход. Записанная информация сохраняется в энергонезависимой памяти и может выгружаться для последующего анализа повреждения.

11. Журнал регистрации событий

Для сбора данных о последовательности событий устройство оснащено энергонезависимой памятью с возможностью хранения 1024 событий с соответствующими метками времени. Энергонезависимая память сохраняет содержащиеся в ней данные даже в случае временного пропадания оперативного напряжения. Журнал событий облегчает проведение подробного анализа повреждений и аварийных режимов до и после их возникновения. Повышенная производительность обработки и сохранения данных и событий обеспечивает необходимые условия для поддержки увеличения потребности в информации будущих конфигураций сети.

Доступ к информации о последовательности событий может быть локальным (через интерфейс пользователя на передней панели устройства) и дистанционным (через интерфейс связи). Кроме того, доступ (локальный или удаленный) возможен через интерфейс пользователя на базе веб-браузера.

12. Записанные данные

В устройстве могут храниться записи 128 последних аварийных событий. Эти записи позволяют пользователю анализировать события энергосистемы. Каждая запись содержит значения тока, напряжения, угла, метку времени и т.д. Регистрация повреждения может включаться сигналом пуска или сигналом срабатывания блока защиты либо обоими сигналами. К доступным режимам измерения относятся Фурье, Среднеквадратичный и Амплитудный. В записях аварийных событий хранятся значения измерений, выполненных устройством в момент пуска функции защиты. Кроме того, отдельно регистрируется максимальное среднее значение тока с отметкой времени. Записи хранятся в энергонезависимой памяти.

13. Функции контроля состояния

Функции контроля состояния устройства непрерывно контролируют параметры и состояние выключателя. Контролируются время взвода пружины, давление элегаза, время включения/отключения и время неактивного состояния выключателя.

Функции мониторинга обеспечивают оперативные данные по выключателю, которые можно использовать для планирования профилактического техобслуживания выключателя.

Кроме того, в устройстве имеется счетчик рабочего времени, предназначенный для контроля количества часов наработки защищенного устройства. Это позволяет планировать профилактическое техобслуживание устройства.

14. Контроль цепей отключения

Функция контроля цепи отключения непрерывно контролирует готовность и работоспособность цепи отключения. Контроль размыкания цепи выполняется как во включенном, так и в отключенном положении выключателя. Кроме того, выявляется потеря оперативного напряжения управления выключателем.

15. Самодиагностика

Встроенная система самодиагностики (IRF) устройства постоянно отслеживает состояние оборудования и работу программного обеспечения. При выявлении любого внутреннего повреждения или неправильного срабатывания выдается сигнал. При устойчивом состоянии неисправности ИЭУ функции защиты блокируются для предотвращения неправильного срабатывания.

16. Контроль цепей переменного напряжения

В зависимости от выбранной стандартной конфигурации, устройство поддерживает функцию контроля исправности цепей переменного напряжения. Функция контроля цепей переменного напряжения выявляет повреждения между цепями измерения напряжения и устройством. Для обнаружения повреждений используется алгоритм на базе контроля тока и напряжения обратной последовательности или алгоритм на базе контроля скорости изменения напряжения и тока. При обнаружении повреждения функция контроля цепей переменного напряжения выдает аварийный сигнал и блокирует функции защиты по напряжению от непредусмотренного срабатывания.

17. Контроль токовых цепей

В зависимости от выбранной стандартной конфигурации в устройстве имеется функция контроля токовых цепей. Функция контроля токовых цепей используется для обнаружения повреждений во вторичных цепях трансформатора тока. При обнаружении повреждения функция контроля токовых цепей активирует светодиод аварийной сигнализации и блокирует определенные функции защиты во избежание непредусмотренного срабатывания. Функция контроля токовых цепей вычисляет сумму фазных токов, полученных от фазных ТТ, и сравнивает ее с измеренным током нулевой последовательности от ТТ нулевой последовательности или от других фазных ТТ.

18. Управление доступом

Для защиты ИЭУ от несанкционированного доступа и для обеспечения целостности информации устройство имеет четырехуровневую ролевую систему аутентификации с отдельными паролями, программируемыми администратором, для уровня наблюдателя, оператора, инженера и администратора. Действие системы управления доступом распространяется на интерфейс пользователя на передней панели, на веб-интерфейс и на программный инструмент РСМ600.

19. Входы и выходы

В зависимости от выбранной стандартной конфигурации ИЭУ оснащается тремя входами фазных токов и одним входом тока нулевой последовательности для ненаправленной защиты от замыканий на землю либо тремя входами фазных токов, одним входом тока нулевой последовательности и одним входом напряжения нейтрали для направленной защиты от замыканий на землю. В стандартных конфигурациях G и L имеется стандартный вход тока нулевой последовательности (3I₀ 0,2/1 А) и три входа датчиков для непосредственного подключения трех комбинированных датчиков с разъемами RJ-45. В качестве альтернативы комбинированным датчикам могут применяться датчики тока и

датчики напряжения с адаптерами. Кроме того, адаптеры также позволяют использовать датчики с разъемами байонетного типа (Twin-BNC).

Входы фазных токов рассчитаны на номинальный ток 1/5 А. Вход на 0,2/1 А обычно используется в случаях, когда требуется применение чувствительной защиты от замыканий на землю и используются трансформаторы тока нулевой последовательности. Три входа фазного напряжения и вход напряжения нулевой последовательности рассчитаны на номинальное напряжение 60...210 В. К ним могут подключаться как линейные, так и фазные напряжения.

Так как рассматриваемая в данной работе подстанция является одной из подстанций микрорайона города Челябинска, то следует рассмотреть весь микрорайон в целом. Нагрузка по рассматриваемому микрорайону схожа, для его электроснабжения применяется пять ТП, которые аналогичны рассматриваемой.

Замена обычных подстанций на цифровые и внедрение цифровой передачи данных с удаленным мониторингом дает нам следующие возможности:

- улучшается качество обслуживания;
- баланс низковольтной нагрузки на фидер;
- управление ограничением напряжения;
- оптимизация активов и сокращение посещений на местах;
- улучшение интеллектуальных счетчиков.

Данный вариант построения сети позволяет оператору удаленно узнать состояние каждого индикатора неисправности.

Управление выполняется удаленно. Кроме того, также предлагается возможность оптимизации процесса реконфигурации на основе топологии, а также состояния нагрузки и генерации (рисунок 3.4).

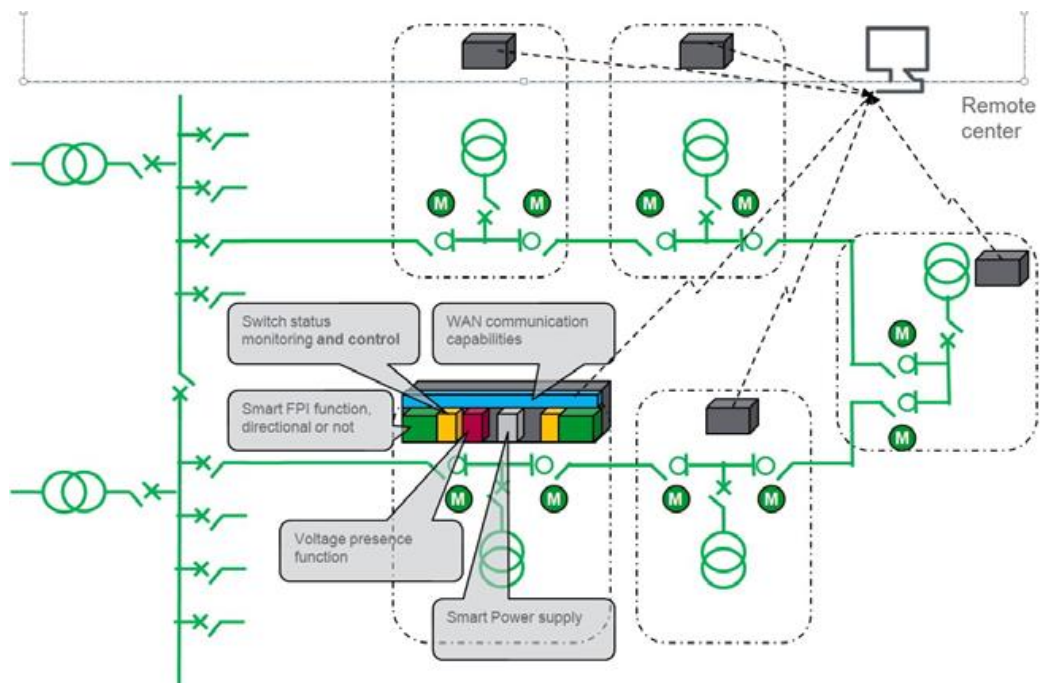


Рисунок 3.4 – Вариант построения сети микрорайона с цифровой передачей данных с удаленным мониторингом

3.3 Анализ параметров трансформаторных подстанций с применением цифровых технологий

Что касается габаритов ТП, построенных по старым технологиям и по новым, то разница в габаритах подстанций будет всего 20 см в длину и 15 см в ширину, что не окажет существенного влияния на стоимость фундамента, аренды земельных участков. Значительная экономия площади наблюдается на подстанциях более высоких классов напряжений или в тех ТП, где были установлены ячейки КРУ с трансформаторами напряжения, так как в цифровой подстанции трансформаторы напряжения устанавливать не требуется, благодаря чему экономится место под этими ячейками. Так как в рассматриваемой районной ТП данных ТН не было, то и существенного снижения занимаемой площади получить не удастся.

По новым технологиям отпадает необходимость применения традиционных трансформаторов тока, что приводит к сокращению массы ТП на вес данных ТТ. Так как средняя масса трансформаторов тока 10 кВ составляет 30 кг, то каждая ячейка становится легче на 90 кг. И таким образом, масса ТП сокращается на 540 кг. Сокращение массы трансформаторной подстанции, построенной по цифровым технологиям, может позволить уменьшить массу фундамента ТП и соответственно снизить его стоимость. Но вопрос фундамента не относится к электроснабжению, поэтому подробные расчеты в данной работе выполняться не будут. Одним из основных преимуществ внедрения цифровой подстанции для распределительных подстанций 10/0,4 кВ заключается в возможности очень детально собирать параметры силового оборудования трансформаторной подстанции, а в особенности силового трансформатора, благодаря чему данное оборудование сможет отработать свой срок службы и не повредиться до его окончания.

Компания АВВ провела исследования и определила реалистичную кривую жизненного цикла масляного трансформатора, которая дана на рисунке 3.5.

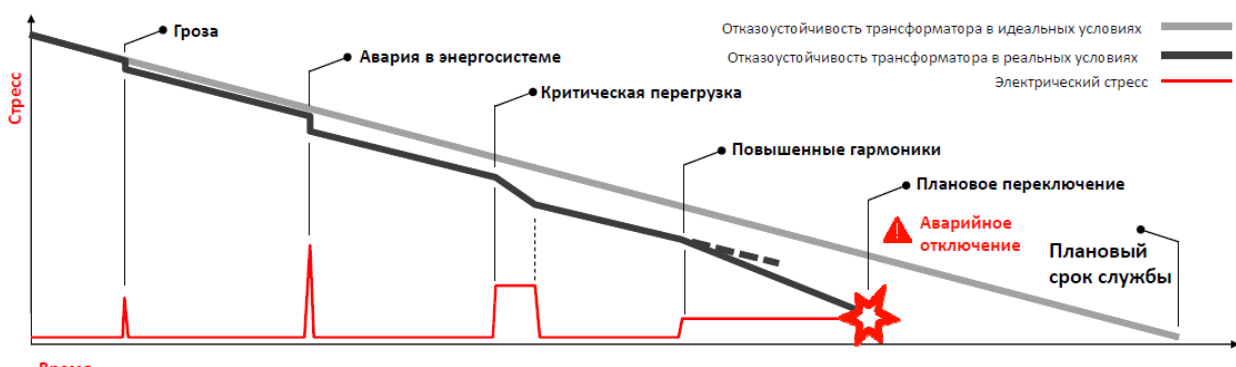


Рисунок 3.5 – Реалистичная кривая жизненного цикла масляного трансформатора

Схемы ТП до и после модернизации даны на рисунках 3.6 и 3.7.

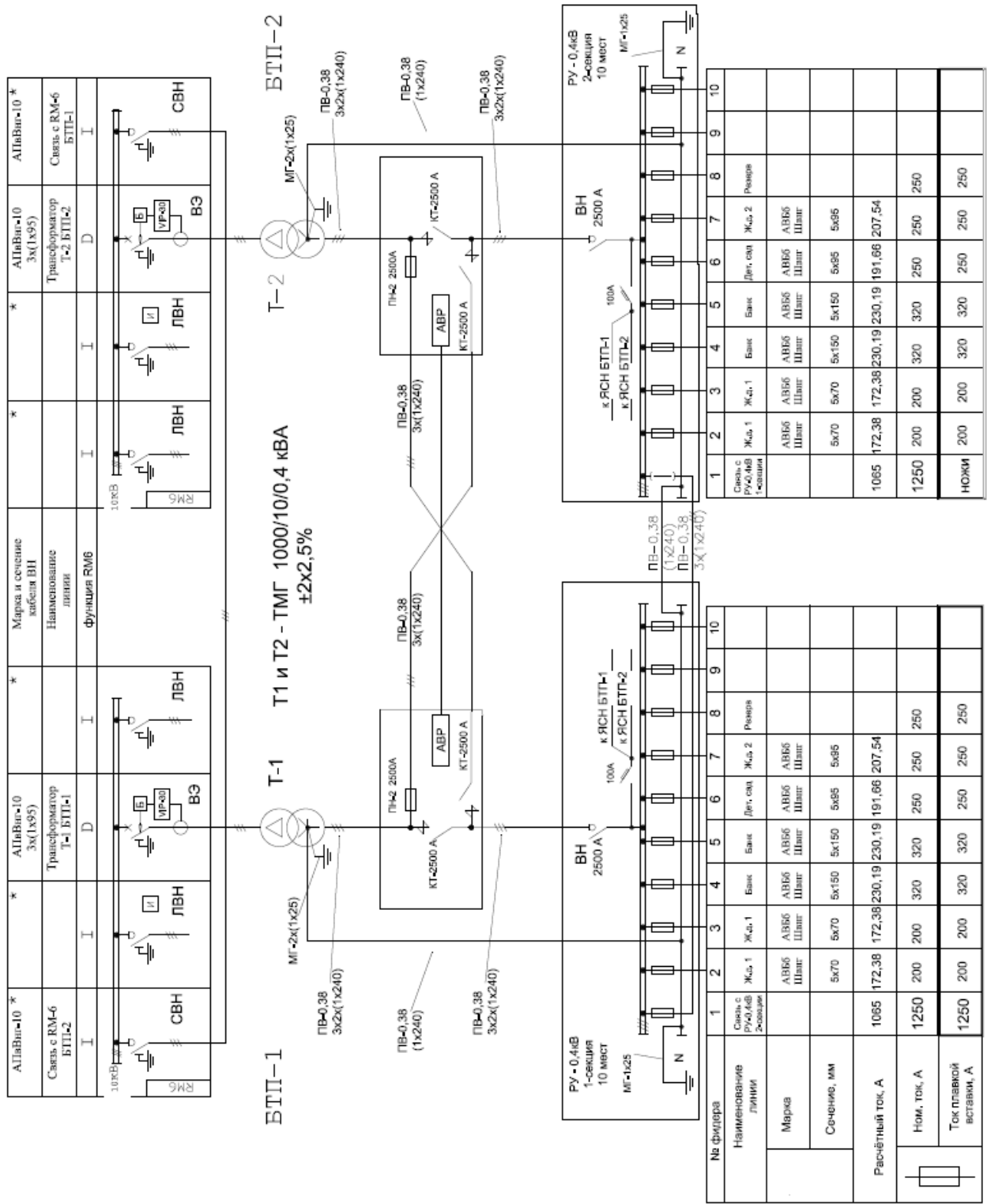


Рисунок 3.6 – Схема ТП до модернизации

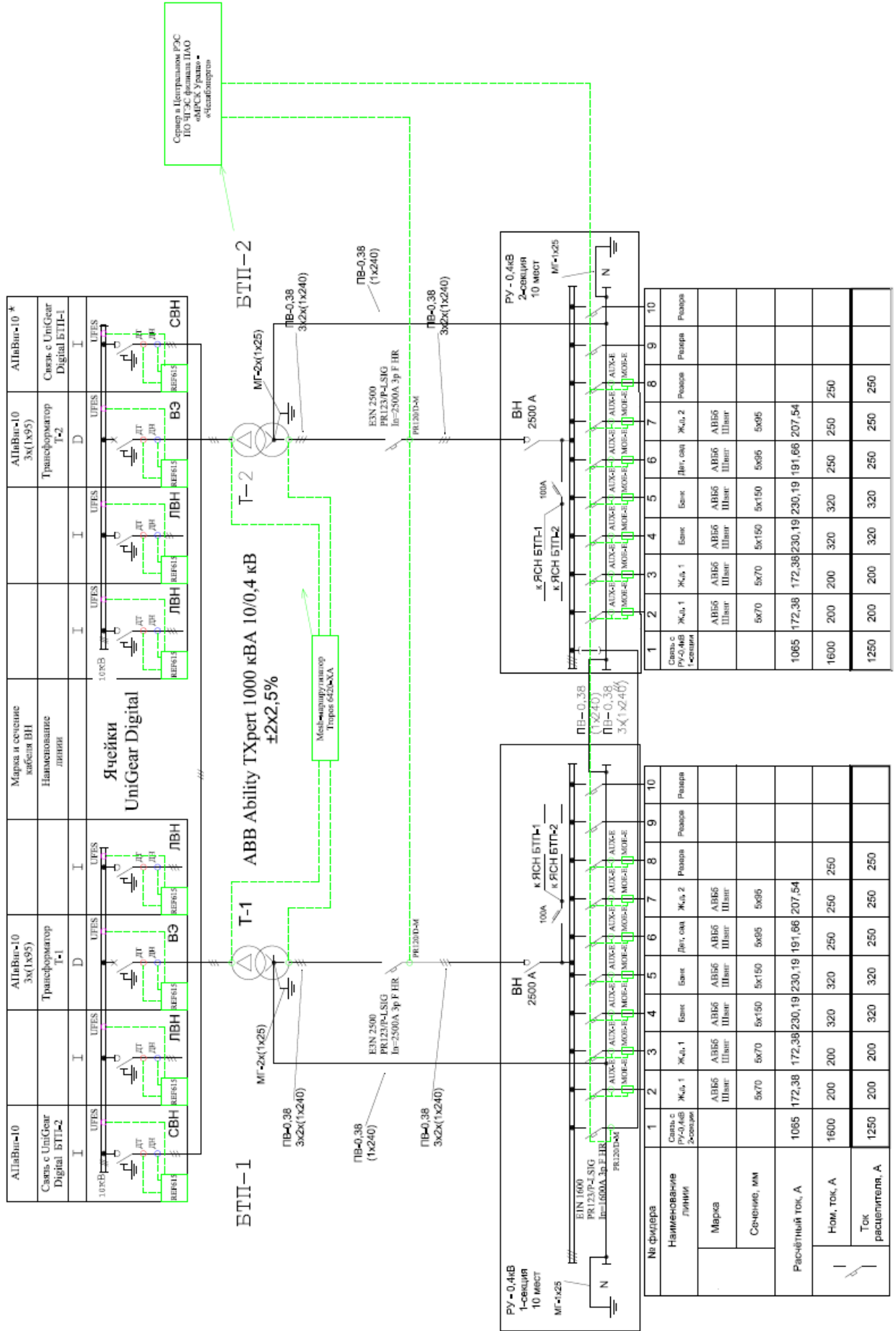


Рисунок 3.7 – Схема ТП после модернизации

Также благодаря датчикам, постоянно собирающим информацию с оборудования цифровой подстанции отпадает необходимость выполнять эти замеры вручную, что приводит к сокращению времени обслуживания ТП и соответственно к сокращению обслуживающего персонала для сетевых организаций. Кроме того, благодаря современному оборудованию диспетчер сразу получает данные о точном месте возникновения аварии, что снижает время ее устранения.

Также при использовании цифровых подстанций 10/0,4 кВ снижаются затраты на кабельно-проводниковую продукцию, а именно на слаботочные кабели и на контрольные кабели.

Помимо прочего, очень важным является снижение риска поражения электрическим током обслуживающим персоналом, благодаря полной изоляции от токоведущих частей.

Еще одним преимуществом внедрения цифровых подстанций является сокращение времени ввода нового объекта в эксплуатацию. Это происходит благодаря следующему:

- сокращение времени реализации проектов благодаря применению датчиков тока и напряжения, а также снижению объема кабелей;
- упрощение инжиниринга и заказов, т.к. исключается необходимость расчетов цепей ТТ/ТН;
- упрощение наладки благодаря минимизации медных кабелей и сокращению объемов тестирования.

Выводы по разделу 3

В данной главе магистерской диссертации выбраны устройства связи, управления и релейной защиты. Для управления ячейками КРУ UniGear Digital применяются интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) защиты и управления Relion® серии 615. Для возможности применения традиционных трансформаторов тока применяются модули SAM600. Также проведен анализ параметров трансформаторных подстанций с применением цифровых технологий и без.

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Расчет капиталовложений на внедрение проекта

Капиталовложения в проект состоят из затрат на электрооборудование, стоимости его монтажа и стоимости проектных работ. Стоимость модернизации ТП для цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ с учетом монтажных работ приведена в таблице 4.1. Для определения стоимости оборудования сделан запрос в представительство компании АВВ в г. Екатеринбург [24], также стоимость части оборудования определена по [25].

Таблица 4.1 – Расчет стоимости оборудования [24, 25]

Наименование оборудования	Кол-во	Единица измерения	Стоимость за единицу, руб.	Итого за позицию, руб.
Масляный трансформатор АВВ AbilityTXpert 1000 кВА 10/0,4 кВ	2	шт.	2742829	5485658
Mesh-маршрутизатор Tropos 6420-ХА	1	шт.	78535	78535
Комплектное распределительное устройство 10 кВ UniGear Digital 10 кВ, 1250 А, 25 кА, состоящее из 4-х ячеек – 2 линейных, 1 – трансформаторная и 1 - секционная	2	шт.	6216000	12432000
Кабель волоконно-оптический 62.5/125 многомодовый, 8 волокон, плотное буферное покрытие (tight buffer), усиленный, бронированный	200	м	231	46200
Выключатель автоматический E3N 2500 PR123/P-LSIG In=2500A 3р F HR	2	шт.	1601197	3202394
Выключатель автоматический E1N 1600 PR123/P-LSIG In=1600A 3р F HR	1	шт.	1404151	1404151
Выключатель автоматический ВА-320А 36кА Tmax4N PR221DS-LSI In=320А 3 полюса F F	4	шт.	76800	307200
Выключатель автоматический ВА-320А 36кА Tmax4N PR221DS-LSI In=250 А 3 полюса F F	6	шт.	76800	460800
Выключатель автоматический ВА-320А 36 кА Tmax4N PR221DS-LSI In= 200 А 3 полюса F F	4	шт.	76800	307200
Привод моторный МОЕ Т4-Т5 220-250V AC/DC	14	шт.	47867	670138
Кабель Belden 3106А	30	м	229	6870
ИТОГО				24462145

Стоимость разработки проекта модернизации ТП для цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ принимается равной 1 % от стоимости оборудования, т.е. [26]

$$C_{\text{Пир}} = 0,01 \cdot k,$$

где k – суммарная стоимость электрооборудования.

$$C_{\text{Пир}} = 0,01 \cdot 24462145 = 244621 \text{ руб.}$$

Стоимость выполнения монтажных работ по реконструкции классической ТП 10/0,4 кВ в цифровую распределительную ТП примем укрупненно равной 30 % от стоимости оборудования. Таким образом, получаем

$$C_{\text{СМР}} = 0,3 \cdot k.$$

$$C_{\text{пр}} = 0,3 \cdot 24462145 = 7338644 \text{ руб.}$$

Таким образом, суммарная стоимость модернизации ТП для цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ составляет [26]

$$K = k + M + C_{\text{пр}};$$

где M – стоимость монтажных работ, руб.

$$K = 24462145 + 7338644 + 244621 = 32045410 \text{ руб.}$$

Расчет издержек на эксплуатацию разработанной системы электроснабжения.

Издержки на эксплуатацию цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ состоят из амортизационных отчислений, затрат на текущее обслуживание и ремонт и компенсацию потерь в электрических сетях [26]:

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{тоир}};$$

где $I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб./год;

$I_{\text{тоир}}$ – затраты на текущий ремонт и обслуживание, тыс. руб./год;

$I_{\text{пот}}$ – компенсация потерь в электрических сетях, тыс. руб./год.

Амортизационные отчисления определяются по формуле [26]:

$$I_{\text{ам}} = \Sigma K \cdot \frac{\beta_{\text{ам}}}{100},$$

где ΣK – суммарные капиталовложения на модернизации ТП для цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ, тыс. руб.;

$\beta_{\text{ам}}$ – удельные амортизационные отчисления, $\beta_{\text{ам}} = 4,4 \%$.

$$I_{\text{ам}} = 32045410 \cdot \frac{4,4}{100} = 1409998 \text{ руб./год.}$$

Затраты на текущий ремонт и обслуживание электрооборудования цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ определяются по формуле [26]:

$$I_{\text{тоир}} = \Sigma K \cdot \frac{\beta_{\text{тоир}}}{100},$$

где $\beta_{\text{тоир}}$ – норма на текущее обслуживание и ремонт электрооборудования цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ, принимается $\beta_{\text{тоир}} = 4,0 \%$.

$$I_{\text{тоир}} = 32045410 \cdot \frac{4}{100} = 1281816 \text{ тыс. руб./год.}$$

Издержки на эксплуатацию цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ равны:

$$И = 1409998 + 1281816 = 2691814 \text{ руб. / год.}$$

В качестве второго варианта цифровизации распределительной подстанции рассматривается внедрение блоков SAM600 для возможности оставить существующие ячейки РУ 10 кВ с традиционными трансформаторами тока и напряжения, так как замена данных ячеек является самой значительной статьей затрат для модернизации. Расчет стоимости оборудования для этого варианта дан в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет стоимости оборудования [24, 25]

Наименование оборудования	Кол-во	Единица измерения	Стоимость за единицу, руб.	Итого за позицию, руб.
1	2	3	4	5
Масляный трансформатор ABB AbilityTXpert 1000 кВА 10/0,4 кВ	2	шт.	2742829	5485658
Mesh-маршрутизатор Tropos 6420-XA	1	шт.	78535	78535
Блок SAM600-Ю	1	шт.	25462	25462
Модуль контроля цепей напряжения SAM600-VT	1	шт.	3456	3456
Модуль контроля цепей тока SAM600-CT	1	шт.	4125	4125
Модуль SAM600-TS	1	шт.	4856	4856
Кабель волоконно-оптический 62.5/125 многомодовый, 8 волокон, плотное буферное покрытие (tight buffer)	300	м	231	69300
Выключатель автоматический E3N 2500 PR123/P-LSIG In=2500A 3p F HR	2	шт.	1601197	3202394
Выключатель автоматический E1N 1600 PR123/P-LSIG In=1600A 3p F HR	1	шт.	1404151	1404151
Выключатель автоматический BA-320A 36кА Tmax4N PR221DS-LSI In=320A 3 полюса F F	4	шт.	76800	307200
Выключатель автоматический BA-320A 36кА Tmax4N PR221DS-LSI In=250 A 3 полюса F F	6	шт.	76800	460800
Выключатель автоматический BA-320A 36 кА Tmax4N PR221DS-LSI In= 200 A 3 полюса F F	4	шт.	76800	307200

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5
Привод моторный МОЕ Т4-Т5 220-250V AC/DC	14	шт.	47867	670138
Кабель Belden 3106A	30	м	229	6870
ИТОГО				12030145

Как видно из результатов вычисления стоимости оборудования, приведенного в таблице 4.2, стоимость сооружения цифровой подстанции по данной схеме снижается в два раза, в сравнении с первым вариантом.

Стоимость разработки проекта модернизации ТП для цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ принимается равной 1 % от стоимости оборудования, т.е. [26]

$$C_{\text{ПИР}} = 0,01 \cdot k,$$

где k – суммарная стоимость электрооборудования;

$$C_{\text{ПИР}} = 0,01 \cdot 12030145 = 120301 \text{ руб.}$$

Стоимость выполнения монтажных работ по реконструкции классической ТП 10/0,4 кВ в цифровую распределительную ТП примем укрупненно равной 30 % от стоимости оборудования. Таким образом, получаем

$$C_{\text{СМР}} = 0,3 \cdot k,$$

где k – суммарная стоимость электрооборудования;

$$C_{\text{пр}} = 0,3 \cdot 12030145 = 3609044 \text{ руб.}$$

Таким образом, суммарная стоимость модернизации ТП для цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ составляет [26]

$$K = k + M + C_{\text{пр}};$$

где M – стоимость монтажных работ, руб.;

$$K = 12030145 + 3609044 + 120301 = 15759490 \text{ руб.}$$

Сравнение количества недополученной потребителем электроэнергии при цифровизации и до внедрения новых технологий.

Сравнение количества недополученной энергии возможно сделать на данном этапе только на основании опыта цифровизации других сетей. Так как Сосновский РЭС Централных электрических сетей филиала ПАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго» является пилотным проектом цифрового РЭС, и как известно из [27] после окончания первого этапа по цифровизации данного РЭСa SAIDI сократилась с 3,41 до 0,65, то можно сделать допущение, что и для остальных сетей ситуация аналогичная. И для рассматриваемой ТП принять также, что

SAIDI, то есть недополученная потребителем электроэнергия при цифровизации сократится примерно в 5 раз.

Второй вариант цифровизации ТП более актуален, так как его стоимость больше, чем в два раза ниже. При этом первый вариант отличается только полной заменой КРУ 10 кВ, в то время как во втором варианте для возможности использовать существующие традиционные трансформаторы тока и напряжения применяется блок SAM600.

Подробное описание всего внедряемого оборудования представлено в главах 2 и 3.

4.2 Расчет экономической эффективности проекта

В настоящее время для анализа надежности и качества работы сетевых компаний применяются индексы, описанные в стандарте IEEE [28]. Согласно приказу Минэнерго [29] в нашей стране уже сейчас для оценки надежности электроснабжения потребителей используются показатели SAIFI, SAIDI и ENS.

Согласно стратегии развития, общепринятые в мире показатели должны в ближайшее время стать одними из основных критериев при формировании инвестиционных и ремонтных программ электросетевого комплекса нашей страны [30].

Для оценки надежности электроснабжения потребителей, связанной со структурной надежностью распределительной сети Российской Федерации, используют два показателя, описанные в стандарте IEEE [28]. Для расчета надежности рассматриваемой сети будут использованы индексы: SAIDI, SAIFI.

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – индекс средней частоты отключения по системе) – определяется отношением общего числа отключенных потребителей электроэнергии, потерявших питание от длительных внеплановых нарушений электроснабжения, к общему числу подключенных потребителей электроэнергии за рассматриваемый отчетный период времени.;

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – это показатель, характеризующий среднюю продолжительность прекращения передачи электроэнергии потребителям услуг в каждом расчетном периоде в пределах долгосрочного периода (Π_{saidi} – System Average Interruption Duration Index), определяется по формуле (4.1):

$$\text{SAIDI} = \Pi_{\text{SAIDI}} = \frac{\sum_{j=1}^J T_j \cdot N_j}{N_t}, \quad (4.1)$$

где T_j – продолжительность j -го прекращения передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в рамках технологического нарушения, час;

N_j – количество точек поставки потребителей услуг сетевой организации, в отношении которых произошло j -ое прекращение передачи электрической энергии в рамках технологического нарушения, шт.;

N_t – максимальное за год число точек поставки потребителей услуг сетевой организации за t -й расчетный период регулирования;

J – количество прекращений передачи электрической энергии в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации в t -м расчетном периоде регулирования, шт.

Для рассматриваемой ТП, от которой подключен детский сад, банк, жилой дом с 250 квартирами и жилой дом с 334 квартирами

$$N_t = 250 + 334 + 1 + 1 = 586 \text{ точек.}$$

Другими словами, индекс SAIDI характеризует в среднем по системе, на какое время прерывалось энергоснабжение среднестатистического потребителя.

Согласно данным Центрального РЭС ПО ЧГЭС филиала ПАО «МРСК Урала» «Челябэнерго» на протяжении года было 4 отключения электроэнергии:

- 1 раз на 2 часа 15 минут – 135 минут для всех потребителей;
- 1 раз на 1 час 43 минуты – 103 минуты для жилого дома на 104 квартиры;
- 1 раз на 45 минут для жилого дома на 104 квартиры и детского сада;
- 1 раз на 59 минут для жилого дома на 250 квартир.

$$SAIDI = \Pi_{SAIDI} = \frac{135 \cdot 586 + 103 \cdot 104 + 45 \cdot 105 + 59 \cdot 250}{586} = 186,5 \text{ минут,}$$

то есть энергоснабжение среднестатистического потребителя рассматриваемой ТП прерывалось на 186,5 минут.

SAIFI – это показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (Π_{SAIFI} – System Average Interruption Frequency Index) определяется по формуле (4.2):

$$SAIFI = \Pi_{SAIFI} = \frac{\sum_{j=1}^J N_j}{N_t}, \quad (4.2)$$

Переменные, находящиеся в данной формуле, аналогичны тем, которые используются для описания показателя Π_{SAIFI} . SAIFI характеризует в среднем число перерывов электроснабжения потребителя за год.

$$SAIFI = \Pi_{SAIFI} = \frac{586 + 104 + 105 + 250}{586} = 1,78.$$

Так как потребителями электроэнергии для рассматриваемой ТП являются жилые дома, детский сад и банк, в котором установлены в качестве источника резервного питания ИБП, которые могут снабжать банк электроэнергией в течении 8 часов при отключении электроэнергии, то ущерб от отключения электроэнергии для энергоснабжающей организации заключается только в том, что в течении времени отключения потребителей они не пользуются электроэнергией и соответственно не платят за нее. Общее количество недоотпущенной электроэнергии равно

$$W_{\text{нед.}} = P_{\text{р.ж.д.1}} \cdot t_{\text{откл.ж.д.1}} + P_{\text{р.банк}} \cdot t_{\text{откл.банк}} + P_{\text{р.д.с.}} \cdot t_{\text{откл.д.с.}} + P_{\text{р.ж.д.2}} \cdot t_{\text{откл.ж.д.2}}$$

где $P_{\text{р.ж.д.}}$ – расчетная мощность жилых домов, которые отключены на время
 $t_{\text{откл.ж.д.}}$, $P_{\text{р.ж.д.1}} = 415,61$ кВт, $P_{\text{р.ж.д.2}} = 138,54$ кВт;
 $t_{\text{откл.ж.д.}}$ – время, на которое отключались жилые дома, ч;
 $P_{\text{р.банк}}$ – расчетная мощность банка, $P_{\text{р.банк}} = 554,98$ кВт;
 $t_{\text{откл.банк}}$ – время, на которое отключался банк, ч;
 $P_{\text{р.д.с.}}$ – расчетная мощность детского сада, $P_{\text{р.д.с.}} = 130,43$ кВт;
 $t_{\text{откл.д.с.}}$ – время, на которое отключался детский сад, ч.

$$W_{\text{нед.}} = 415,61 \cdot (2,25 + 0,98) + 554,98 \cdot 2,25 + 130,43 \cdot (2,25 + 0,75) + 138,54 \cdot (2,25 + 1,72 + 0,75) = 2764,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость недоотпущенной электроэнергии определяется с учетом того, что стоимость 1 кВт · ч электроэнергии для населения в Челябинской области составляет $C_{\text{ээ}} = 3,25$ рублей, тогда

$$C_{\text{недоотп.}} = W_{\text{нед.}} \cdot C_{\text{ээ.}}$$

где $W_{\text{нед.}}$ – общее количество недоотпущенной электроэнергии за 2019 год, кВт·ч;
 $C_{\text{ээ}}$ – стоимость электрической энергии в Челябинске во 2-ом полугодии Челябинской области 2019 года, руб./кВт·ч;

$$C_{\text{недоотп.}} = 2764,2 \cdot 3,25 = 8984 \text{ руб./год},$$

что намного меньше затрат на создание цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ для электроснабжения данных нагрузок и таким образом с экономической точки зрения проект не эффективный.

Сооружение цифровых подстанций будет экономически эффективно в случае, если она питает крупные отделения банков, многоэтажные деловые и торговые центры, при отключении которых возможны большие финансовые потери.

Кроме того, при сооружении новой ТП проектирование ее изначально на базе цифровых технологий может быть экономически оправдано в том случае, если от данной ТП будет подключена какая-либо ответственная нагрузка, так как разница между сооружением новой цифровой ТП 10/0,4 кВ и обычной ТП 10/0,4 кВ не такая большая, как проведение модернизации обычной ТП до цифровой.

На предприятиях в различных отраслях промышленности электрооборудование должно быть обеспечены электроэнергией с максимальной надежностью 24 часа в сутки. Неисправности или даже отключение электроэнергии приводят к потере данных и перерывам в работе, что становится причиной существенных экономических потерь (рисунок 4.1). Косвенный ущерб вследствие потери имиджа и доверия можно ожидать дополнительно.



Рисунок 4.1 – График возможного ущерба от перерыва в электроснабжении различных потребителей электроэнергии

Выводы по разделу 4

В данной главе выполнен расчет капиталовложений для двух вариантов цифровизации распределительной подстанции 10/0,4 кВ. Определено, что стоимость недоотпущенной электроэнергии для рассматриваемой подстанции составляет 8984 руб. / год, что намного меньше затрат на создание цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ по обоим рассматриваемым вариантам для электроснабжения данных нагрузок, и таким образом, с экономической точки зрения проект не эффективный.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации разработан проект цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ и проведен анализ ее целесообразности для внедрения в жилом фонде.

Для достижения заявленной цели были решены следующие задачи исследования:

1 Проведен анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования

2 Выбрано силовое электрооборудование цифровой распределительной подстанции

3 Выбраны устройства связи, управления, защиты на цифровой распределительной подстанции

4 Оценена экономическая эффективность проекта. Так как стоимость недоотпущенной электроэнергии намного меньше затрат на создание цифровой распределительной подстанции 10/0,4 кВ для электроснабжения данных нагрузок, то с экономической точки зрения проект не эффективный.

Сооружение цифровых подстанций будет экономически эффективно в случае, если она питает крупные отделения банков, многоэтажные деловые и торговые центры, при отключении которых возможны большие финансовые потери.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Россети: Концепция Цифровая трансформация 2030. – https://www.rosseti.ru/investment/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya
2. Федеральный Закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» от 27.12.2018 N 522-ФЗ (последняя редакция) – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_314661
3. Васильченко, В.І. Цифрова підстанція складова системи "SMART GRID". / В.І. Васильченко, О.Г. Гриб, О.В. Лелека, Д.А. Гапон, Т.С. Іерусалімова. - Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут", 2014
4. Holbach, J. Status on the first IEC61850 based protection and control, multi-vendor project in the United States. Power systems conference: advanced metering, protection, control, communication, and distributed resources. / J. Holbach, J. Rodriguez, C. Wester, D. Baigent, L. Frisk, S. Kunsman, L. Hossenlopp // Clemson, South Carolina, United States of America, 2007, – <https://www.gedigitalenergy.com/smartgrid/Aug07/EIC61850.pdf> - pp. 254-277.
5. Велькин, В.И. Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах. / В.И. Велькин. – Екатеринбург: УрФУ, 2015. - 226 с.
6. Кудрявый, В.В. Риски и угрозы российской электроэнергетики. Пути преодоления. / В.В. Кудрявый // <https://www.ruscable.ru/article/>
7. Эксперт Урал. Пора оцифровать сети. – <http://www.acexpert.ru/archive/nomer-50-752/pora-ocifrovat-seti.html>
8. Danilova, O. V. The Power Grid Complex of Russia: From Informatization to the Strategy of Digital Network Development. Digital Transformation of the Economy: Challenges, Trends and New Opportunities / O. V. Danilova, I. Yu. Belayeva. // Springer. 2019. - <https://doi.org/10.1007/978-3-030-11367-4>
9. Danilova, O. V. Economic Efficiency of Using the Electric Grid Complex: Problems of Reserves of Network Power and Development of Intelligent Technologies. The Future of the Global Financial System: Downfall or Harmony / O. V. Danilova, I. Yu. Belayeva // Springer. 2019. - <https://doi.org/10.1007/978-3-030-00102-5>
10. Данилова, О.В. Цифровые технологии и перспективы развития электросетевого комплекса России. Вестник Тверского Государственного Университета. Серия: Экономика и управление. / О.В. Данилова. – Тверь.: Издательство ТвГУ, 2019
11. Способ диагностики силовых трансформаторов: пат. RU 2237254 С1 Рос. Федерация: МПК G01R 31/02, H02H 7/04 / А.Н. Алюнов, В.А. Бабарушкин, А.В. Булычев, В.А. Гуляев. – № 2003100586/09; заявл.08.01.03; опубл. 27.09.04. – 3 с.
12. Устройство для мониторинга силовых трансформаторов: пат. RU 2242830 С1 Рос. Федерация: МПК H02H 7/04, G01R 31/02, G01R 31/06, H02H 6/00 / А.Н. Рассальский, – № 2003120735/28; заявл.10.07.03; опубл. 20.12.04. – 3 с.

13. Система и способ мониторинга и управления режимом работы силового трансформатора: пат. RU 2402139 С2 Рос. Федерация: МПК H02J 13/00, H02H 7/04, G01R 31/34 / Вентурини Шейм Луиш Америко. – № 2008102141/09; заявл.14.12.05; опубл. 20.10.10. – 4 с.

14. Цифровая трансформаторная подстанция: пат. RU 2552842 С2 Рос. Федерация: МПК H02B 7/00, H02J 13/00/ А.Б. Лоскутов, А.И. Чивенков, Е.Н. Соснина, И.В. Белянин, Р.Ш. Бедретдинов, И.А. Липужин – № 2013146200/07; заявл.17.10.13; опубл. 10.06.15. – 5 с.

15. Автоматизированное устройство мониторинга оборудования электрической подстанции: пат. RU 2613130 С2 Рос. Федерация: МПК G01R 21/133, H02J 13/00, G01R 15/22, G06E 1/00, H02B 5/00 / А.В. Балашов, С.Р. Карпиков, А.В. Есафов. – № 2015150670; заявл.25.11.15; опубл. 15.03.17. – 3 с.

16. Автоматизированная система мониторинга, защиты и управления оборудованием электрической подстанции: пат. RU 2650894 С2 Рос. Федерация: МПК H02J 13/00 / Ф.А. Базаров, М.А. Грибков, С.А. Панфилов. – № 2016142213; заявл.27.10.16; опубл. 18.04.18. – 4 с.

17. Digital energy for the digital age by Kent Chow, ABB Data Center АМЕА

18. Цифровизация и потери в сетях.- <http://digitalsubstation.com/blog/2018/09/19/tsifrovizatsiya-i-poteri-v-setyah/>

19. СП 256.1325800.2016. Электроустановки жилых и общественных зданий. Правила проектирования и монтажа (с Изменениями N 1, 2, 3). – Введ. 2016-08-29. М.: Стандартиформ, 2017.

20. Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго Рос-сии от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

21. РД 34.20.185-94 Инструкции по проектированию городских электрических сетей. – Введ. 1995-01-01.- М.: Энергоатомиздат, 1995

22. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

23. Трансформаторы с жидким диэлектриком стандарта IEC малые и средние, номинальной мощностью до 2500 кВА, напряжением до 36 кВ.- <https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105152A4739&LanguageCode=ru&LanguageCode=uk&DocumentPartId=&Action=Launch>

24. Стоимость оборудования цифровых подстанций <https://new.abb.com/ru/onas/contact>

25. Стоимость оборудования напряжением 0,4 кВ цифровых подстанций <https://www.etm.ru/>

26. Черкасова, Н.И. Экономика энергетики: Учебное пособие для студентов специальности 140211 всех форм обучения / Н.И. Черкасова, А.Н. Татарникова.– Рубцовск: Рубцовский индустриальный институт, 2011. - 147 с.

27. Официальный сайт Россети, МРСК Урала. - <https://www.mrsk-ural.ru/client/map/>

28. 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices – Redline.- <http://ieeexplore.ieee.org/document/6329910/>

29. Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций (с изменениями на 21 июня 2017 года): утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29 ноября 2016 г. N 1256 / М-во энергетики Российской Федерации. <http://docs.cntd.ru/document/420385844>

30. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. N 511-р г. Москва. - <https://rg.ru/2013/04/08/elektroseti-site-dok.html>