


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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 22 » 06 _____ 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


на тему: Интеллектуализация подстанции Благовещенск в Амурской области

Исполнитель
студент группы 842ом2


_____ 03.06.2020
подпись, дата

И.А. Горшков

Руководитель
канд. техн. наук, доцент


_____ 10.06.2020
подпись, дата

А.Н. Козлов

Руководитель магистерской
программы
доктор. техн. наук, профессор


_____ 06.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 19.06.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 23.06.2020
подпись, дата

Н.А. Виноградова

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


« 06 » 04

Н.В. Савина

2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Горшкова Ильи Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Интеллектуализация подстанции Благовещенск в Амурской области

(утверждена приказом от 01.06.2020 № 975 уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10 июня 2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схемы Амурской электрической сети 220-110-35 кВ и ПС Благовещенская на 2020-2025 гг.; электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2020 году, а также проект развития Амурской энергосистемы на 2020 г. с учетом перспективы до 2025 г.

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Обзор принципов построения цифровой подстанции, выбор протоколов связи оборудования с шинами процесса и станции, выбор оборудования, расчет уставок микропроцессорных терминалов защит и автоматики, выбор устройств диагностики и мониторинга основного электрооборудования подстанции.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 54 формулы, 53 рисунка, 9 таблиц, 51 источник, 1 чертеж

7 Дата выдачи задания 25 марта 2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

доцент, канд. техн. наук, доцент

Задание принял к исполнению (дата):



(подпись студента)

25 марта 2020 г.

РЕФЕРАТ

Магистерская работа содержит 215 с., 54 формулы, 53 рисунка, 9 таблиц, 51 источник.

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, МЭК 61850, MMS, GOOSE, SAMPLED VALUES, СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ, СЕРВЕР ЕДИНОГО ВРЕМЕНИ

В данной магистерской диссертации произведен выбор протоколов связи оборудования. Дано описание района расположения подстанции; обоснован переход к протоколам связи описанных в стандарте МЭК 61850; произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки КРУЭ 110 кВ, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики КРУЭ 110 кВ; выбрано и проверено КРУЭ 110 кВ; выбраны системы непрерывного контроля основного оборудования подстанции, для непрерывного мониторинга и диагностики. Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи. Для выбора устройств системы непрерывного контроля произведен технико-экономический расчет, рассчитана экономическая выгода от внедрения системы мониторинга.

Цель работы – обзор принципов построения цифровой подстанции, выбор протоколов связи оборудования, выбор оборудования, выбор устройств диагностики и мониторинга основного электрооборудования подстанции, рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи.

Основу методологии исследований составляют теория линейных цепей, теория и методы проектирования релейной защиты электрических сетей и электрооборудования, нормы технологического проектирования электрических станций и подстанций, нормы по обеспечению безопасности и экологичности на энергетическом предприятии.

На основании вышеописанного в данной магистерской диссертации был произведен выбор протоколов связи для шин процесса и станции согласно стандарта МЭК 61850 (MMS, GOOSE, Sampled Values) и протоколов точного времени по стандарту IEEE 1588 v2 (PTP), выбор устройств системы непрерывного контроля выключателей на ОРУ 220 кВ, КРУ 110 кВ и 35 кВ, и автотрансформаторов связи; произведен выбор КРУ с элегазовой защитой 110 кВ и устройств микропроцессорной релейной защиты, выполнен расчет уставок максимальной токовой защиты, дистанционной защиты и токовой защиты нулевой последовательности для воздушных линий 110 кВ, а также дифференциальная токовая защита шин КРУЭ 110 кВ, рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	8
Введение	10
1 Обоснование цифровизации	12
1.1 Цифровая подстанция	12
1.2 Цели создания цифровой подстанции	13
1.3 Эволюция подстанций	18
1.4 Ключевые технологии цифровой подстанции	19
1.5 Архитектура цифровых подстанций	20
1.6 Ключевые компоненты	21
1.7 Протокол МЭК 61850	27
1.8 Выводы	35
2 Исходные данные для цифровизации	37
3 Выбор электрических аппаратов	39
3.1 Основные положения	39
3.2 Выбор КРУЭ 110 кВ	39
3.3 Микропроцессорная релейная защита КРУЭ 110 кВ	42
4 Системы мониторинга автотрансформаторов	66
4.1 Выбор системы мониторинга автотрансформаторов	66
4.2 Описание системы мониторинга автотрансформаторов	68
4.3 Выбор оптимального набора модулей и приборов	82
5 Системы мониторинга ОРУ, КРУЭ, КРУН	87
5.1 Система мониторинга ОРУ 220 кВ	87
5.2 Система мониторинга КРУЭ 110 кВ	93
5.3 Система мониторинга КРУН 35 кВ	101
6 Особенности цифровизации	109
6.1 Синхронизация единого времени	109
6.2 Внедрение протокола MMS	120
6.3 Выбор параметров данных, передаваемых по протоколу MMS	129

6.4 Внедрение протокола GOOSE	132
6.5 Выбор параметров GOOSE-сообщений	147
6.6 Внедрение протокола Sampled Values	150
6.7 Выбор параметров SV-сообщений	160
6.8 Использование устройств сопряжения с шиной процесса	163
7 Особенности технических и организационных мероприятий по проверке микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики	174
7.1 Принципиальные особенности выполнения и проверки микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики	174
7.2 Подготовительные работы	176
7.3 Осмотр микропроцессорных терминалов и всего оборудования шкафа	177
7.4 Проверка изоляции	178
7.5 Основные проверки и настройки микропроцессорной релейной защиты и автоматики	178
7.6 Итоговая комплексная проверка	183
7.7 Приемка из наладки	189
7.8 Техническое обслуживание микропроцессорных защит	190
7.9 Внеплановые и послеаварийные проверки	191
7.10 Технические осмотры	191
8 Техничко-экономические расчеты	193
8.1 Общие положения	193
8.2 Техничко-экономическое сравнение и выбор устройств диагностики и мониторинга основного оборудования	193
8.3 Экономическая выгода от внедрения системы мониторинга и анализ повреждения трансформатора после ее введения	194
9 Безопасность и экологичность	197
9.1 Общие положения	197
9.2 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики	197

9.3 Экологичность проекта	203
9.4 Чрезвычайные ситуации	204
9.5 Выводы	208
Заключение	209
Библиографический список	210

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ЦПС – цифровая подстанция;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

РУ – распределительное устройство (О – открытое, К – комплексное);

РЭР – распределенные энергетические ресурсы;

ИЭУ – интеллектуальное электронное устройство;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

МЭК (IEC) 61850 – Сети связи и системы автоматизации энергоснабжения;

ИСО/МЭК 9506 – Системы промышленной автоматизации и интеграции;

ЦИ – цифровой интерфейс;

УСО – устройство связи с объектом;

ВЛ – воздушная линия;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

КЗ – короткое замыкание;

ДЗШ – Дифференциальная защита шин;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

НН – низшее напряжение;

СН – среднее напряжение;

ВН – высшее напряжение;

GOOSE – Generic Object Oriented Substation Event (обмен дискретной и аналоговой информацией между устройствами ИЭУ);

MMS – Manufacturing Message Specification (передача данных от устройств ИЭУ на средний уровень);

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition (диспетчерское управление и сбор данных);

SV – Sampled Values (передача данных от цифровых трансформаторов тока и напряжения в устройства ИЭУ);

IEEE 1588 – стандарт, позволяющий синхронизировать часы распределенных устройств в сети;

СНК – Система непрерывного контроля;

ИКП – Итоговая комплексная проверка;

ЧР – частичный разряд;

ВЧ – высокие частоты;

СВЧ – сверхвысокие частоты.

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе Российской Федерации сформулированы важнейшие задачи развития энергетической промышленности путем интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, рациональное использование и эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем релейной защиты, телемеханики, мониторинга и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, распределение и передачу электроэнергии.

В настоящее время действуют открытые стандарты, которые достигли уровня, когда различные производители взаимодействуют на общей платформе. Технология полной оцифровки информации энергосистемы, а также скорость и производительность обмена информацией обеспечивают производительность в режиме реального времени с большей точностью и открывают возможности для цифровой подстанции.

За последние два десятилетия появились цифровые подстанции. Внедрение микропроцессора в автоматизацию, защиту и контроль подстанции произвело революцию в сфере коммунальной промышленности. Толчок от «обычной сети» до «умной сети» позволил цифровому миру значительно расшириться за рамки традиционной сферы защиты, управления, контроля и сбора данных. Идеальное видение знания всех аспектов каждой подстанции, объединенной в интеллектуальную сеть, открывает возможность иметь информацию у нас под рукой, что говорит об актуальности данной темы.

Целью является технико-экономическое обоснование «Цифровизации ПС 220/110/35 кВ Благовещенская» с внедрением инновационных решений для повышения надежности работы оборудования.

Для достижения поставленной цели и получения желаемого результата, необходимо охватить и исследовать следующие задачи:

- Провести сбор и анализ информации о современных наработках в области цифровых подстанций.

- Рассмотреть основные технологические решения в области цифровых подстанций.

- Рассмотреть вопросы надежности, безопасности труда, правил технической эксплуатации вводимых устройств.

- Провести технико-экономическое обоснование «Цифровизации ПС 220/110/35 кВ Благовещенская».

«Одна из крупнейших электросетевых компаний в мире – ПАО «Россети» предложила свое направление программы инновационного развития на 2016-2020 годы с перспективой до 2025 года. Оно предусматривает развитие и внедрение «цифровых подстанций». Концепция этой программы заключается в создании опытного полигона «Цифровая подстанция» на базе «Научно-технического центра ФСК ЕЭС»» [1,2], что говорит о научной новизне рассматриваемого проекта и достижении практических результатов в его реализации.

Исходными данными к проекту послужили: схемы Амурской электрической сети 220-110-35 кВ и ПС Благовещенская на 2020-2025 гг.; электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2020 году, а также проект развития Амурской энергосистемы на 2020 г. с учетом перспективы до 2025 г.

1 ОБОСНОВАНИЕ ЦИФРОВИЗАЦИИ

1.1 Цифровая подстанция

«Цифровая подстанция — это подстанция, оснащенная комплексом цифровых устройств, обеспечивающих функционирование систем релейной защиты и автоматики, учета электроэнергии, АСУ ТП, регистрации аварийных событий по протоколу МЭК 61850. Цифровая подстанция обладает многочисленными преимуществами по сравнению с традиционной подстанцией» [3].

Основные преимущества цифровой подстанции:

1. Экономические:

- Сокращение длительности перерывов в электроснабжении потребителей в аварийных режимах работы – уменьшение недоотпуска электрической энергии;
- Автоматическое управление подстанцией без участия оперативного персонала с АРМ диспетчера – снижение затрат на обслуживание;
- Увеличение точности измерений (особенно при токах менее 10 – 15 % I_n) и увеличение благодаря этому точности учета электроэнергии и точности определения мест повреждения;
- Уменьшение потребления по цепям переменного тока и напряжения (в результате применения оптических ТТ и ТН);
- Самодиагностика и дистанционная диагностика оборудования – ремонт по фактическому состоянию, снижение затрат на обслуживание;
- Упрощение вторичных соединений (применение волоконно-оптических кабелей) – снижение затрат на обслуживание, упрощение вопроса электромагнитной совместимости.

2. Технологические:

- Поставка оборудования в полной заводской готовности – снижение времени на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы;

- Типизация и автоматизация проектных решений – снижение времени на проектирование;
- Сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности системы оперативного постоянного тока в виду использования цифровых оптических связей);
- Отсутствие электрической связи между первичным и вторичным оборудованием – повышение безопасности;
- Исключение ошибочных действий персонала, производящих оперативные переключения на ПС – уменьшение травматизма;
- Видеоконтроль операций на подстанции – обеспечение безопасности;
- Обеспечение контроля всех действий на подстанции в журнале событий.

Основные недостатки цифровой подстанции:

- Отсутствие единой нормативной базы на проектирование.
- Различными производителями применяются собственные профили, которые между собой не совместимы без работ по адаптации, при этом они не противоречат базовому стандарту МЭК 61850-8-1. Значительная часть сигналов, касающаяся диагностических параметров в стандарте не доопределена и отдана на откуп производителей и интеграторов.
- Необходимость квалифицированного обслуживающего персонала.
- Вопросы информационной безопасности.

1.2 Цели и задачи создания цифровой подстанции

Формирование целей создания цифровой подстанции должно производиться с учетом экономической целесообразности, а базовой экономической целью ее создания являются снижение затрат на выполнение основной технологической функции ЦПС – передачи, преобразования и распределения электрической энергии – и, как следствие, повышение доходов компании.

В рамках формирования задач ЦПС необходимо провести детализацию вышеуказанной общей экономической цели с учетом ее специфики и

потенциальных возможностей. Например: повышение качества, надежности функционирования и эксплуатации, снижение затрат на эксплуатационное обслуживание, а также в целом обеспечение экономической безопасности компании.

В настоящее время необходимость повышения качества функционирования и эксплуатации ПС обусловлена, собственно, двумя причинами: во-первых, повышением требований к ним (растут требования рынка, появляются новые бизнес-процессы и организационные структуры, требующие более полной и оперативной информации и т.д.); во-вторых, физическим и моральным старением ее основных фондов.

В связи с этим перед ЦПС ставятся следующие общие цели повышения качества функционирования и эксплуатации ПС:

- замена оборудования с целью снижения стоимости модернизации или увеличение срока его эксплуатации без снижения качества функционирования и эксплуатации ПС;

- расширение функциональных возможностей технологических подсистем для исключения необходимости в модернизации при появлении новых функциональных задач.

Следует отметить, что модернизация оборудования ЦПС связана со следующими проблемами:

- высокая стоимость нового оборудования и необходимость решения по его размещению и электропитанию, электромагнитной совместимости и подключению коммуникационных интерфейсов;

- требование информационной совместимости и переконфигурирования устройств, а также обучения персонала в случае их замены.

Поэтому в рамках формирования цели снижения стоимости модернизации подстанции должны быть сформированы задачи, позволяющие устранить вышеуказанные проблемы.

Создание цифровых подстанций не позволит полностью устранить необходимость в их модернизации, но значительно снизит количество

«вынужденных» модернизаций, которые становятся таковыми, когда старое оборудование не выполняет требуемые функции, либо вышел моральный или физический срок его эксплуатации. Повышение качества функционирования и эксплуатации ПС связано с увеличением количества передаваемой и распределяемой электроэнергии, что достигается за счет повышения эффективности использования основного силового оборудования ПС и линий электропередач, а также своевременной и обоснованной их замены.

Повышение надежности ЦПС связано с немаловажной статьей расходов компании в случае ликвидации последствий аварий или принятия противоаварийных мер, отсюда и повышенные требования к оборудованию ЦПС: понижение вероятности, внезапности и «цепочки» отказов, а также снижение стоимости от ущерба отказа/аварии и решение задач по обеспечению его надежности.

Снижение эксплуатационных затрат ЦПС связано с будущим высоким уровнем автоматизации и надежности. К таковым относятся: снижение затрат на эксплуатацию оборудования (уменьшение объемов технического обслуживания, увеличение межремонтного периода и переход к системе обслуживания электрооборудования по состоянию) и обучение персонала.

Обеспечение экономической безопасности компании связано с достижением следующих целей:

- 1) независимость от решения поставщика оборудования;
- 2) свобода выбора поставщика компонентов/решений в рамках решения отдельных технологических задач компании.

Задачей ЦПС является унификация информационных протоколов за счет минимизации количества применяемых протоколов и их универсализации, а также расширения функциональных задач, реализуемых каждым из протоколов.

Следует отметить, что унификация информационных протоколов сама по себе не гарантирует ни полной взаимозаменяемости, ни способности оборудования различных производителей к взаимодействию. Однако позволяет значительно снизить затраты на приобретение нового оборудования при

модернизации за счет отсутствия необходимости затрат на обеспечение требуемых интерфейсов.

Обеспечение оборудования информационно-технологической системы способностью к взаимодействию – есть условие или свойство двух или нескольких устройств одного либо различных производителей обмениваться информацией и использовать эту информацию для корректного выполнения собственных технологических функций.

Снижение влияния «человеческого фактора» связано с унификацией средств информационного взаимодействия оперативного и ремонтного персонала с программно-техническими средствами ЦПС: инженерное программное обеспечение, а также стандартизованный человеко-машинный интерфейс приборов и программ.

Сокращение кабельного хозяйства ЦПС связано с сокращением физических пар проводов, обычно используемых в аналоговых каналах традиционной подстанции.

Повышение контроля и диагностики каналов сбора, передачи информации и управления. В отличие от традиционной подстанции, на которой необходимо проводить трудоемкую работу по проверке, обнаружению и устранению повреждений во вторичных цепях, в рамках ЦПС данная задача решается кардинальным способом за счет унификации оборудования каналов и внедрения универсальных алгоритмов мониторинга и диагностики их состояния.

Снижение метрологических потерь во вторичных цепях происходит за счет передачи данных в цифровом виде, позволяющей исключить зависимость потерь от сечения, длины кабеля и точности работы первичных измерительных преобразователей.

Упрощение способов тиражирования первичной информации в ЦПС объясняется снятием метрологической проблемы (точности) при подключении новых потребителей данных к вторичным цепям измерительных трансформаторов тока, в отличие от традиционной подстанции, использующей при тиражировании аналоговую и дискретную информацию.

Упрощение проверки правильности функционирования устройств с помощью программно-аппаратного комплекса ЦПС происходит за счет периодической и непрерывной комплексной проверки его устройств, в том числе и удаленной. Подобные функции невозможны для многих вторичных устройств, применяемых на традиционной подстанции, например устройств РЗА и ПА, для которых периодическая проверка является обязательной. Подобная проверка возможна часто с применением специализированного и дорогостоящего оборудования.

Применение устройств с обновляемым программным обеспечением позволяет устранить проблему риска, связанного с переходом к технологии создания именно цифровой подстанции, созданная информационная система которой может быстро морально устареть из-за аппаратной части устройств и не отвечать требованиям новых стандартов. Вместе с этим, следует избегать возможности легкого обновления программного обеспечения, так как могут появиться в эксплуатации программно-технические средства с несанкционированным ПО.

Унификация механизмов конфигурирования является ресурсоемкой и дорогостоящей задачей, требующей оплаты высококвалифицированных работников при создании ЦПС. Поэтому упрощение процессов конфигурирования программно-аппаратного комплекса – важнейшая задача.

Формирование единой системы диагностики и переход к выполнению удаленной функциональной диагностики программно-аппаратного комплекса ЦПС позволяет оперативно фиксировать сбои и предупреждать о них, что значительно повышает надежность системы. В рамках создания ЦПС возможен и должен быть осуществлен переход на комплексную систему функциональной диагностики, сочетающую в себе как внешние по отношению к программно-аппаратному комплексу ЦПС (автономные, в том числе удаленные), так и внутренние средства функциональной диагностики, выполняемой на базе механизмов тестовых сообщений, предусмотренных в ИЕС 61850.

Обеспечение информационной безопасности подстанции как энергообъекта необходимо в первую очередь из-за перехода на режим функционирования без постоянного дежурства.

Переход к необслуживаемым подстанциям позволяет значительно снизить эксплуатационные расходы на обслуживающий персонал, так как сокращается персонал нижнего уровня, а управление осуществляет персонал верхнего уровня с более высокой квалификацией.

1.3 Эволюция подстанций

На данный момент различают три подстанции: традиционную, современную и цифровую. Рассмотрим каждую из них подробнее.

1) Традиционная. На этом этапе контроль и защита ИЭУ, как правило, были посвящены одной конкретной функции. Тысячи медных проводов необходимы для передачи сигналов, т.е. для подключения основного аппарата, других средств защиты (например, Блокировка) и на уровне станции. Большинство существующих подстанций, работающих сегодня, построены на основе традиционных технологий.

2) Современная. Сегодня большинство новых подстанций являются современными. Они оснащены стандартом связи Интернет между уровнем защиты и уровнем контроля станции. ИЭУ — это многофункциональный агрегат, выполняющий многие функции параллельно, однако связь на уровне процесса до сих пор выполняется с помощью тысячи медных проводов.

3) Цифровая. Цифровая коммуникационная технология, реализуемая в настоящее время до уровня процесса, устраняет тысячи медных проводов между процессом и уровнем защиты. Она прокладывает путь к мониторингу, диагностике и здоровью активов. Замена крупногабаритных традиционных трансформаторов на небольшие прецизионные датчики и объединение функций, ранее сохраненных отдельно, позволяют существенно сократить объем слежения. Шины на станциях и технологических уровнях соответствуют международному стандарту IEC 61850.

1.4 Ключевые технологии цифровой подстанции

Благодаря развитию технологий и появлению новых стандартов стало возможно создать новую, улучшенную подстанцию – цифровую подстанцию.

Цифровая подстанция затрагивает все соответствующие компоненты и аспекты подстанции:

- Система автоматизации подстанции для контроля, защиты и наблюдения;
- Связь внутри подстанции и от подстанции до удаленных центров управления сетью;
- Первичное распределительное устройство высокого напряжения в технологии с воздушной, газовой или гибридной изоляцией;
- ТТ, ТН: нестандартные измерительные трансформаторы, когда они интегрированы в основное оборудование, предлагают упрощение проектирования. В качестве альтернативы, для модернизации существующие трансформаторы тока могут быть подключены к автономным сопрягающим устройствам, устройствам, которые соединяют аналоговые измерительные сигналы с технологической шиной;
- Силовые трансформаторы;
- Распределительное устройство среднего напряжения;
- Инструменты для инженерии подстанций;
- Проверка и ввод в эксплуатацию;
- Здание и участок.

Для того чтобы цифровые подстанции развернули все свои преимущества для владельца или оператора, функции цифровой подстанции должны учитываться на этапе спецификации. Среднесрочные существенные повышения производительности достижимы благодаря лучшему использованию активов и благодаря синергизму между различными отделами, которые традиционно сохраняются отдельно, например, отделы для управления станциями и отделы для защиты и автоматизации.

1.5 Архитектура цифровых подстанций

Рассмотрим структуру цифровой подстанции ниже подробнее.

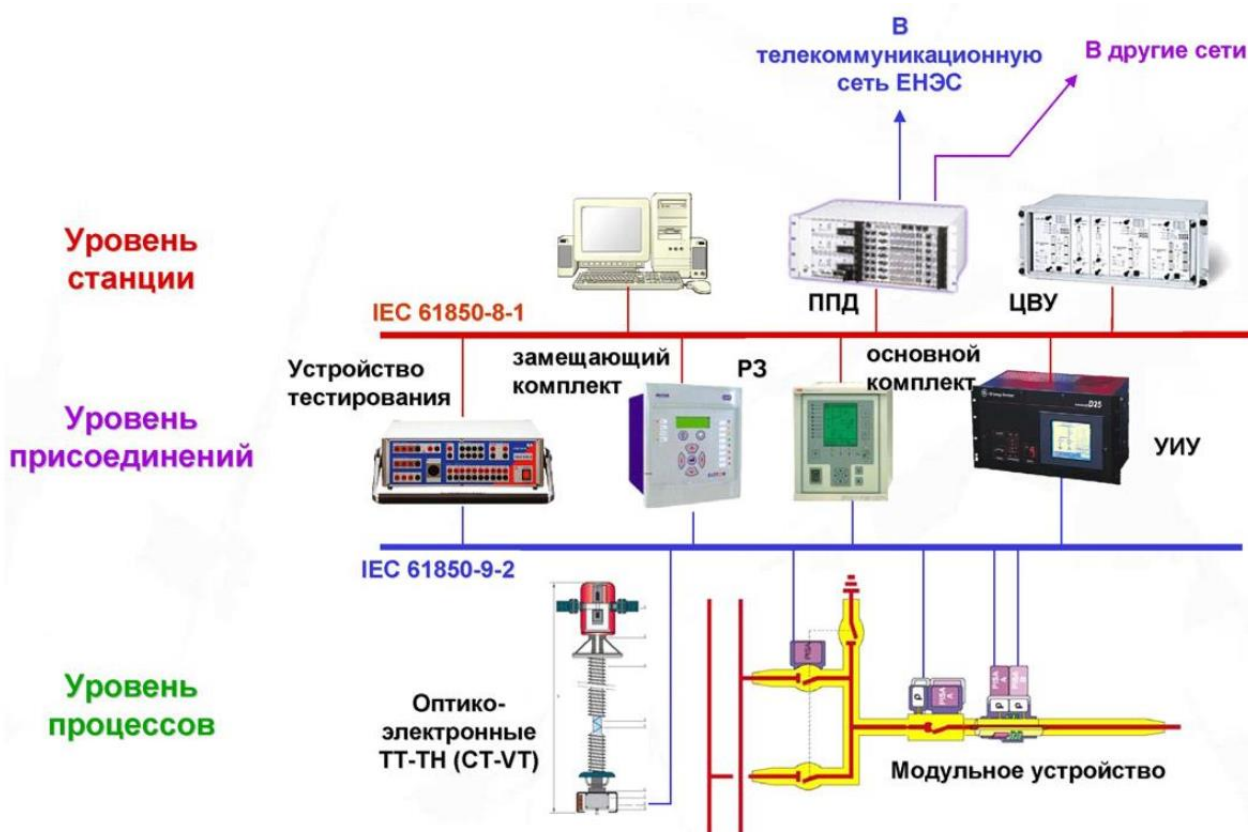


Рисунок 1 - Структура цифровой подстанции

Существует 3 иерархических уровня цифровой подстанции.

– *Уровень процесса.* Уровень процесса находится в нижней части иерархии. Он включает в себя все первичные устройства, такие как распределительные устройства высокого напряжения или среднего напряжения и трансформаторы. Он также содержит устройства интерфейса процесса, такие как модули объединения и блокирующие устройства (интеллектуальные электронные устройства);

– *Уровень присоединения.* Этот уровень включает все контрольные и защитные СВУ. Электронное оборудование для контроля, защиты, связи и других функций, таких как мониторинг и диагностика, часто упоминается как вторичное оборудование;

– *Станционный уровень.* Уровень станции включает в себя главным образом оборудование для управления и защиты станции, АРМ, регистраторы помех и способы передачи данных, например, в центр управления сетью. Другие важные функции, такие как питание вспомогательной станции, не упоминаются в явном виде.

1.6 Ключевые компоненты

«Принимая различные элементы, требуемые от подстанции (автоматические выключатели, реле защиты, измерительные трансформаторы тока и напряжения и т.д.), и соединяя их с использованием оптического волокна, физическая реализация подстанции становится проще, в то же время повышается надежность и понятность. По сравнению с традиционной подстанцией, где все связано с сотнями отдельных медных кабелей, преимущества становятся очевидными.

Оцифровка влияет на все соответствующие компоненты и аспекты подстанции. Для того чтобы развернуть свои преимущества в полном объеме для владельца и оператора, функции цифровой подстанции должны быть запланированы и спроектированы на этапе спецификации.

Это обеспечивает достижение в среднесрочной перспективе значительного повышения производительности благодаря более эффективному использованию активов и синергетическому взаимодействию между различными департаментами, обычно такими, как управление станциями, автоматизация и защита» [4].

Цифровые подстанции состоят из нескольких ключевых компонентов и элементов:

– Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ);

Целесообразность применения многофункциональных ИЭУ обусловлена стремлением снизить затраты на создание цифровых подстанций.

Становится все более отчетливыми трендами применение:

- устройств РЗА нового поколения, выполняющие дополнительно функции контроллера присоединения;

- измерительных ИЭУ, обеспечивающие реализацию функций сразу нескольких измерительных устройств;
- аналоговых устройств сопряжения с шиной процесса с расширенными функциональными возможностями.



Рисунок 2 – Интеллектуальное электронное устройство реле – REF615

– Общее объектно-ориентированное событие на подстанции (GOOSE);

Оптическая сеть 61850 работает с использованием протокола Ethernet. В этих рамках традиционные цифровые сигналы передаются с использованием общего объектно-ориентированного события подстанции (GOOSE). GOOSE – это конкретное форматирование данных, которые позволяют передавать сигналы статуса защиты в течение периода времени менее 4 мс. Это важно для обеспечения надежной и своевременной работы взаимосвязанного ИЭУ;

– Станционная и технологическая шина;

Эти две коммуникационные шины позволяют обмениваться сигналами между уровнями ИЭУ уровня и станцией (станционной шиной) и уровнем ИЭУ уровня

и системным оборудованием, устройствами и преобразователями (технологическая шина).

– Устройство синхронизации времени;

Важным требованием цифровой подстанции является точное сохранение времени. Это не только обеспечивает защиту функций защиты в требуемые моменты времени, но и синхронизирует подстанции в разных местах, чтобы можно было сравнивать события и журналы операций и анализировать события отключения.

Сервер точного времени должен обеспечивать поддержку стандартных сетевых протоколов SNTP, PTP. Протоколы SNTP и PTP должны обрабатываться независимо и не влиять друг на друга в процессе одновременной работы.



Рисунок 3 – Устройство синхронизации времени TOPAZ Метроном PTS

– Преобразователи аналоговых сигналов;

Сплит-модули собирают сигналы для различных предметов оборудования и преобразователей. Эти сигналы затем передаются через шину процесса на другие устройства. Единица слияния представляет собой интерфейс между

традиционными аналоговыми сигналами и контроллерами отсеков и защитными реле.

– Электронные волоконно-оптические трансформаторы тока и напряжения;

Растущей тенденцией в цифровой подстанции является использование оптических преобразователей тока и напряжения (иногда называемых нетрадиционными измерительными трансформаторами). Эти устройства работают путем измерения изменений оптических характеристик волокон в присутствии электрического и магнитного полей. Преобразователи способны измерять ток и напряжение.

Поскольку сигналы генерируются и передаются с использованием оптического волокна, сигналы преобразователя не подвержены проблемам падения напряжения и электромагнитным помехам, которые могут повлиять на обычное оборудование. Оптические преобразователи также имеют меньший размер, имеют улучшенные линейные характеристики и более точно воспроизводят первичный сигнал.



Рисунок 4 – Волоконно-оптический трансформатор тока

– Цифровая измерительная система нового поколения цифровой подстанции.

Новое поколение цифровой подстанции представляет собой описание протоколов обмена информацией и усовершенствование более ранних цифровых подстанций за последние 5 лет. В рамках функции работы подстанции система учета электроэнергии должна адаптироваться к требованиям интеллектуальной подстанции нового поколения, которая является более интеллектуальной, полной цифровой технологией, объединена в сеть и интегрирована. Благодаря возможностям оцифрованного, простого обмена информацией и совместного использования оборудования цифровая измерительная система является неизбежным выбором для интеллектуальной подстанции нового поколения.

Благодаря качествам оцифровки всей информации о станции, созданию сети коммуникационной платформы, стандартизации обмена информацией, интеграции системных функций, компактному дизайну структуры, интеллектуальному высоковольтному оборудованию и визуализации состояния работы, интеллектуальная подстанция может поддерживать энергосистему для реализации реального времени, анализа и контроля времени, а также повышения надежности работы и экономии.

Оцифрованные, сетевые, стандартизованные и интегрированные функции интеллектуальной подстанции не только влияют на проектирование и настройку вторичных систем, таких как системы защиты, измерения и управления, но также влияют на измерительные системы подстанции. По сравнению с более ранними интеллектуальными подстанциями интеллектуальная подстанция нового поколения выдвигает более высокие требования к интеллектуальному, оцифрованному и интегрированному уровню. Цифровая измерительная система должна отвечать общим требованиям интеллектуальной подстанции нового поколения с более комплексной интеллектуальной, оцифровкой и интеграцией.

Благодаря функции оцифровки цифровая измерительная система нацелена на измерение и учёт электрической энергии в какой-либо точке измерения.

«Преимущества цифровой измерительной системы:

– Цифровой сигнал передается цифровой измерительной системой, поэтому нет ошибки, вызванной вторичным падением напряжения из-за

подключения вторичного кабеля, погрешность счетчика электроэнергии снижается для накопления электрической энергии - это чистый численный расчет поэтому составная ошибка цифрового измерительного устройства зависит только от трансформатора и блока слияния и, следовательно, будет значительно уменьшена;

– Оцифровка и сетевые функции, унифицированный протокол МЭК 61850, один и тот же источник данных и путь сбора данных с другими вторичными системами, такими как система защиты, измерения и управления, все это позволяет цифровой системе измерения легко реализовать обмен данными и интеллектуальную разведку программного обеспечения, а также совместное использование аппаратных ресурсов;

– Для полной цифровой измерительной системы электронный трансформатор с преимуществами малогабаритных, ненасыщенных, широкополосных и т.д. Может расширить ширину спектра системы и будет более подходящим для измерения гармонических и ударных нагрузок» [5].

Цифровое устройство измерения электрической энергии состоит из трансформатора, блока слияния и цифрового входного счетчика электроэнергии, оно отличается от традиционных, и вместо электрического кабеля используется оптический кабель для подключения блока слияния и цифрового входного счетчика электроэнергии, поэтому падение напряжения, вызванное вторичным кабелем, может быть уменьшено и в результате приведет к суммарному уменьшению ошибок.

Блок измерения сигнала полного цифрового измерительного устройства является электронным трансформатором. Между измерительным трансформатором и блоком слияния и между блоком слияния и цифровым входным электрическим счетчиком напряжение и ток передаются в виде сетевых пакетов, которые содержат дискретные выборочные значения через разные протоколы.

«Электронный трансформатор воспринимает первичное напряжение и ток и передает выбранное значение для слияния блока в виде пакета по протоколу

МЭК 60044 после сбора и обработки пакета путем объединения блока, он будет собран в новый сетевой пакет по протоколу МЭК 61850-9-2, а затем передаются на цифровой входной счетчик электроэнергии уровня отсека с помощью точечного или высокоскоростного режима Ethernet после завершения обработки и расчета данных, накопление электроэнергии в точке измерения завершается» [6].

Единица измерения сигнала полуцифрового измерительного устройства является традиционный электромагнитный трансформатор, традиционные аналоговые сигналы напряжения и тока передаются между трансформаторами и блоком слияния.

Традиционный трансформатор преобразует большой ток и напряжение в малые сигналы номинального напряжения 57,5 В, а номинальный ток 1А или 5А, модуль слияния аналоговых входов выбирает данные равномерно. Затем устройство передает сигналы и накапливает мощность так же, как и полный цифровой.

1.7 Протокол МЭК 61850

Международная электротехническая комиссия (МЭК) является международной организацией по стандартизации, которая готовит и публикует Международные стандарты для всех электрических, электронных и связанных с ними технологий, которые все вместе называются «электротехника». Стандарты МЭК охватывают широкий спектр технологий производства, передачи и распределения электроэнергии для бытовой техники и офисного оборудования, полупроводников, волоконной оптики, батарей, солнечной энергии, нанотехнологий и морской энергии, а также многих других. ИЕС также управляет тремя глобальными системами оценки соответствия, которые удостоверяют соответствие оборудования, системы или компонентов своим международным стандартам.

В уставе МЭК учтены все электротехнологии, включая производство и распределение энергии, электронику, магнитотехнику и электромагнетизм, электроакустику, мультимедиа, телекоммуникационные и медицинские

технологии, а также связанные с ними общие дисциплины, такие как терминология и символы, электромагнитная совместимость, измерение и производительность, надежность, дизайн и разработка, безопасность и окружающая среда.

Без стандартов мы возвращаемся к 1990-м годам, когда патентованные решения привели к тому, что система одного производителя не могла общаться с чужими. В то время продукты были установлены с модулями сетевого интерфейса, чтобы сделать минимальную информацию доступной для центров управления сетью. Сегодня индустрия может оценить видение Джона Бургера от American Electric Power, который начал движение на рынке США, чтобы перенести отрасль на общий стандарт. История инициативы EPRI LAN для USA по МЭК 61850 – совершенно другая статья, но то, что перешло за последние 20 лет, изменило ландшафт для современных и будущих систем управления.

Широкомасштабное внедрение цифрового обмена сообщениями для связи внутри подстанции возможно только в том случае, если оно основано на общем стандарте. В противном случае мы вернемся к 1990-м годам, когда информация была фрагментарной и фрагментированной, с взаимно несовместимой сигнализацией. МЭК 61850, «Сети связи и системы автоматизации энергоснабжения» - это не просто протокол, а скорее всеобъемлющий стандарт, определяющий коммуникационную архитектуру и философию, которые определяют, как следует описывать функциональность устройств подстанции, как они должны взаимодействовать друг с другом, что они должны общаться и как быстро это сообщение, должно быть. Все это имеет важное значение для обеспечения совместимости с несколькими поставщиками и реализации преимуществ действительно цифровой подстанции.

«МЭК 61850 определяет две основные иерархии связи внутри подстанции для обмена информацией между устройствами и от устройства к интерфейсу зондирования в основном оборудовании. Для связи между устройствами стандартная часть стандарта МЭК 61850-8-1, также известная как шина на уровне станции, может быть обобщена в качестве необходимых требований для

межсетевых соединений и связи с внешним миром. Начиная с первоначального выпуска стандарта МЭК 61850 в 2004 году, станционная шина принесла основное преимущество стандарту и была широко реализована большинством поставщиков, заинтересованных в поддержке меняющейся мировой среды. Шина на уровне станции обеспечивала средства для общей архитектуры, предназначенные для взаимодействия между поставщиками, а также значительное сокращение медных проводов путем внедрения незапрашиваемой одноранговой связи устройства. Также известный как обмен сообщениями об универсальной объектно-ориентированной подстанции (GOOSE), он основан на упрощенной технологии Ethernet, используемой в условиях жесткой подстанции» [7].

Цифровая подстанция начинается со стандарта МЭК 61850 «Коммуникационные сети и системы на подстанциях». Это международный стандарт, регулирующий связь, SCADA и системы автоматизации на подстанциях. Это основа и каркас, вокруг которых построена цифровая подстанция.

Стандарт состоит из десяти частей, и структура суммируется следующим образом:

- Части с 1 по 3 – это обзор и руководство по пониманию стандарта, а также общие правила;
- Часть 4 – управление проектами продуктов и тендеров для установки IEC 61850;
- Часть 5 и 6 – детализируют требования к коммуникации и используемый язык;
- Часть 7 – содержит подробную информацию о моделях данных и транзакциях, используемых стандартом;
- Части 8 и 9 – определить необходимые отображения для станции и шины процесса;
- Часть 10 – содержит инструкции по проведению испытаний на соответствие требованиям стандарта IEC 62850.

1.7.1 МЭК 61850: важнейший технологический инструмент

«Современные датчики и другие интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) должны быть подключены для связи внутри подстанции и большей сетчатой системы. Раньше было много разных протоколов, требующих больших усилий, чтобы заставить их общаться друг с другом. Недостаточная стандартизация, страх ухудшения надежности и недостаточная отдача от инвестиций замедлили появление полностью цифровой подстанции. Но сегодня стандарт МЭК 61850 позволяет облегчить взаимодействие между различным оборудованием и поставщиками.

Внедренный в 2004 году стандарт МЭК61850 все чаще принимается во всем мире, поскольку его основной задачей является обеспечение взаимодействия между оборудованием, поставляемым различными поставщиками. IEC 61850 продолжает развиваться и охватывать потребности, идентифицируемые группой пользователей отрасли (UCA UG), гарантируя, что он удовлетворяет всем потребностям подстанции. МЭК 61850 быстро обогащается по мере добавления новых областей применения, в первую очередь МЭК 61850-8-1 и МЭК 61850-9-2.

Это позволяет полностью оцифровывать сигналы на подстанции, чтобы можно было управлять и передавать большие объемы данных для управления современной сетью в реальном времени – более разумной сеткой.

МЭК 61850-8-1.

МЭК 61850-8-1 является стандартом для стационарной шины. Он определяет средства для генерации и представления отчетов, на которые могут быть подписаны другие устройства и АРМ, а также способ связи между одноранговыми узлами. Последнее достигается обменом сообщениями GOOSE между устройствами в локальной сети (локальной сети).

МЭК 61850-9-2.

МЭК 61850-9-2 является частью стандарта, который вводит в действие технологию нетрадиционного инструментального трансформатора, нарушая ограничения обычных ТТ и ТН. Это особенно важно для шины процесса,

поскольку она описывает, как аналоговые сигналы, такие как фазные токи и напряжения, могут быть обменены в качестве выборочных значений» [8].

1.7.2 Адаптивная работа микросети на основе МЭК 61850

Автоматическое определение нового оборудования после его интеграции и корректировка стратегии работы для реализации функциональности "подключи и играй" становятся необходимыми для операций микросети. В целях улучшения и совершенствования функции «подключи и играй» микросети с увеличенным объемом оборудования с различными информационными протоколами и более разнообразными системными приложениями. Рассмотрим решения для адаптивной работы микросетей на основе МЭК 61850 и предлагается дизайн и конкретные методы реализации функции «подключи и играй» микросетевой функции и преобразования режима работы системы, используя стандартную информационную модель МЭК 61850 микросети. Для проверки осуществимости и обоснованности предлагаемого решения выполняются фактические эксплуатационные испытания на основе разработанной тестовой платформы ИЭУ и микросетей. Результаты тестов показывают, что решение может автоматически идентифицировать информационную модель оборудования МЭК 61850 после ее интеграции, разумно настроить стратегии работы для адаптации к новым состояниям системы и добиться надежного режима работы системы.

Распределенные энергетические ресурсы, такие как чистая возобновляемая энергия и комбинированная теплоэнергетика, становятся актуальными в текущем исследовании энергии. Как своего рода организационная форма РЭР с широкими перспективами развития, микросети могут эффективно управлять ветроэнергетикой, фотоэлектрической системой, устройствами хранения энергии и контролируемые нагрузками и обеспечивать два вида режима работы, включая автономный режим и режим подключения к сети. Благодаря своей технологии оптимизации энергопотребления и оптимизации работы микросети могут использоваться для повышения надежности источников

питания, эффективного использования энергии и улучшения возможностей интеграции возобновляемых источников энергии.

В настоящее время в микросетях есть много типов оборудования, включая РЭР, устройства мониторинга и устройства защиты с различными информационными интерфейсами и протоколами связи. Под влиянием некоторых неопределенных факторов, таких как сложный график работы и периодические колебания мощности возобновляемой энергии, это оборудование может быть введено в действие или часто отключается. Если большое количество оборудования вводится в эксплуатацию с использованием нескольких протоколов, системы диспетчерского управления и сбора данных/системы управления энергопотреблением не могут автоматически идентифицировать характеристики устройства или корректировать стратегии работы для адаптации к новым состояниям системы. Поэтому для микросети нужна функция «подключи и работай», чтобы сократить время конфигурации системы во время интеграции оборудования, чтобы повысить эффективность системной интеграции. С другой стороны, микросети могут преобразовывать свои режимы работы, такие как преобразование из автономного режима в режим, связанный с сеткой, и наоборот в соответствии с эксплуатационными требованиями, а также требуется быстрый и надежный контроль разнообразного оборудования во время преобразования обеспечить стабильную работу микросети. Поэтому для создания стандартизированной информационной системы с функциями «подключи и играй» и быстрого обмена информацией и дальнейшего эффективного управления оборудованием имеет положительное значение для работы микросетей.

МЭК 61850 использует технологию объектно-ориентированного моделирования и гибкую коммуникационную архитектуру и предоставляет стандартизированный системный язык, семантику, сервис, протокол и архитектуру для удовлетворения требований совместимости и расширяемости для различных приложений. МЭК 61850 становится эффективным решением для информационного моделирования и микросети «подключи и играй» с

уменьшенной сложностью и стоимостью системной интеграции. Кроме того, благодаря механизму передачи данных и публикации/подписки в реальном времени, МЭК 61850 также может поддерживать быстрый контроль для реализации режимов работы микросетей. В настоящее время исследования по применению МЭК 61850 в микросетях предоставляют соответствующую информационную модель и методы реализации функций «подключи и играй» для информационного моделирования и отображения информации типичного оборудования с участием вольтметров, топливных элементов, ваттметров и электрических транспортных средств, проектирование интеллектуальных электронных устройств в качестве универсальных шлюзов в отсеке уровня МЭК 61850, экономическое планирование микросетей и иерархическое управление на основе МЭК 61850. Функция «подключи и играй» для РЭР следующего поколения, построенная на стандарте МЭК 61850 для упрощения связи и взаимодействия между РЭР и системными операторами, а централизованная конфигурация в сочетании с поведением «подключи и играй» может управлять и контролировать ресурсы с небольшим взаимодействием с пользователем. Ссылка представляет новое сопоставление протокола связи для МЭК 61850 на основе профилей устройств для веб-сервисов, чтобы обеспечить вертикальную автоматизацию в сетях распределения энергии, и эта работа позволяет достичь возможности «подключи и работай», чтобы информация могут использоваться в одной сети независимо от любой реализации или производителя. Ссылка разрабатывает новую платформу промежуточного программного обеспечения для микросетей, интегрирующую сервис-ориентированную архитектуру на уровне устройства на базе МЭК 61850, чтобы значительно облегчить стандартизацию РЭР и управление микросетью, совместимую со стандартами, и представленное сопоставление промежуточного программного обеспечения демонстрирует расширяемость стандарта МЭК 61850 и обеспечивает доказательство концепции для систем РЭР «подключи и играй».

Однако существующая модель МЭК 61850 имеет относительно предварительную структуру и еще не может обеспечить идеальность функции

«подключи и играй» для микросетей, которые становятся все более сложными. Трудно автоматически идентифицировать важную информацию об оборудовании и достичь регулирования управления, а также ряд стратегий работы системы, включая оптимальную работу, а плавный переход должен быть скорректирован вручную, а не автоматически настроен после новой интеграции РЭР. Учитывая сложную функцию и разнообразное новое оборудование микросети, необходимо улучшить их модели МЭК 61850 и функцию «подключи и играй», иначе будет сложно реализовать координацию системы. Поэтому для решения этой проблемы, для работы микросетей на базе МЭК 61850, устанавливается информационная модель типичного микросетевого оборудования, затем подробно описывается функция «подключи и работай» и режимы работы. Кроме того, осуществимость и обоснованность предлагаемого решения проверяются с использованием разработанной тестовой платформы ИЭУ и микросетей.

«Согласно МЭК 61850, информационная система микросетевой сети может быть разделена на уровень станции, уровень секции и уровень процесса. МЭК 61850-7-420 предоставляет информационную модель и логические узлы для типичных РЭР на уровне процесса, включая точки электрического соединения (ЭТП), контроллеры, генераторы, преобразователи энергии, преобразователи постоянного тока (например, выпрямители, инверторы) и вспомогательные системы (такие как измерительные устройства, устройства защиты). МЭК 61850 7-1, 7-2, 7-3 и 7-4 дополнительно обеспечивают модельный принцип, автоматизированные информационно-справочные системы, оборудования контроля и диагностики и логические узлы физического оборудования, соответственно. МЭК 61850-90-7 дает объектные модели МЭК 61850 инверторов для систем хранения энергии. На основе ранее упомянутых стандартов может быть достигнуто информационное моделирование микросетевого оборудования на уровне процесса.

Уровень секции состоит в основном из S-узлов, которые являются ИЭУ, отвечающим за обмен информацией между уровнем станции и уровнем

процесса. С одной стороны, S-узел принимает и анализирует информацию о состоянии и измеренные значения с уровня процесса, а затем передает их на уровень станции. С другой стороны, S-узел принимает и анализирует элементы управления и настройки с уровня станции, а затем передает их на уровень процесса для управления оборудованием микросетевого оборудования. МЭК 61850-7-4 предоставил основные логические узлы для контроля, мониторинга, защиты и других функций, поэтому S-Узел может создавать информационную модель в соответствии с требованиями приложений оборудования.

Уровень станции может быть системой управления микросетевой сетью, которая отвечает за мониторинг работы микросетей, контроль стабильности и оптимизацию энергии, а также обмен инструкциями планирования и управления поколением с центром планирования. МЭК 61850-6 представляет язык конфигурации подстанций и рабочие процедуры ИЭУ и инструмента настройки, а также обеспечивает общую структуру для микросети, включая оборудование на уровне процесса, S-узлы на уровне отсека и систему связи» [9].

1.8 Выводы

Современные цифровые подстанции преодолевают многие проблемы благодаря стандартизированным оптоволоконным коммуникационным шинам и датчикам, интегрированным в первичный высоковольтный аппарат. Высокоточные аналоговые датчики напряжения и тока заменяют тяжелые и громоздкие трансформаторы тока и напряжения. Выходные сигналы этих датчиков отбираются и оцифровываются с помощью высокоточной электроники непосредственно на датчике. Оттуда эти цифровые сигналы передаются на оборудование управления и защиты подстанции с помощью коммуникационных шин на основе стандартных технологий Ethernet.

Существует 3 иерархических уровня системы автоматизации объекта, которая основывается на технологии «Цифровая подстанция». Первый уровень – полевой (уровень процесса), второй уровень – уровень присоединения и третий уровень – станционный.

Цифровая подстанция автоматически контролирует состояние первичного и вторичного оборудования. Информация из систем мониторинга и диагностики, извлеченная из датчиков, предоставляется на стационарный уровень и на уровень присоединения с помощью системы управления активами. Это позволяет службе управлениями активов переходить от обычных процедур обслуживания на основе времени к обслуживанию на основе условий. Служба управления активами связывают состояние активов с их относительной важностью в энергосистеме и планируют обслуживание, ориентируясь на надежность. Это, наконец, позволит операторам сосредоточить ресурсы на тех активах, которые наиболее важны для системы, и соответствующим образом создать организацию и процедуры. Цифровые подстанции в результате окажут поддержку службам управлением активов предприятий в повышении надежности их системы и в то же время снижении эксплуатационных расходов.

Учитывая существующий стандарт МЭК 61850 и его применение на технологических шинах, тенденция к цифровой подстанции начинает расти. Цифровые подстанции станут одним из ключевых стратегических элементов гибких интеллектуальных сетей, необходимых для безопасной и стабильной интеграции прерывистых возобновляемых источников энергии.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Для цифровизации подстанции 220/110/35 кВ Благовещенская имеются следующие параметры и данные:

- 1) тип и марка основного силового оборудования;
- 2) тип и марка ТТ и ТН;
- 3) тип и марка устройств релейной защиты и автоматики;

ПС Благовещенская мощностью 250 МВА находится в северной части г. Благовещенск Амурской области. От бесперебойной работы энергообъекта зависит электроснабжение потребителей города Благовещенска и Благовещенского района Амурской области с общим населением более 250 тыс. человек. ПС построена и введена в эксплуатацию в 1968 г.

Источниками питания ПС являются: ПС 500/220/110/35 кВ Амурская по напряжению 220 кВ, находится на расстоянии 130 км, и Благовещенская ТЭЦ по напряжению 110 кВ, расположенная на расстоянии 10 км.

Схема ОРУ 220 кВ выполнена по типовой принципиальной схеме типа - одна секционированная система шин. На данной стороне установлены элегазовые высоковольтные колонковые выключатели с дугогасительным устройством компрессионного типа с использованием механической энергии привода как для перемещения контактов, так и для создания потока элегаза для охлаждения и прерывания дуги серии HPL 245B1 от АВВ, разъединители SGF 245p-II 100 УХЛ+2 ёмкостные измерительные трансформаторы напряжения СРВ 245, измерительные трансформаторы тока ИМВ-245. ОРУ 220 кВ комплексно реконструировано в 2006 г.

Схема ОРУ 110 кВ выполнена по типовой принципиальной схеме типа - одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин. На данной стороне установлены масляные камерные выключатели серии МКП-110М, введенными в эксплуатацию в 1969-80 г., а также элегазовыми ВГТ-110 – 2011 г. ввода в эксплуатацию, и масляным ВМТ-110Б, 1990 г. ввода в эксплуатацию, разъединители РНД(З)-16-110/1000 У1 и РЛНД(З)-26-110/1000

У1, 1972, 1980 и 2000 годов ввода в эксплуатацию, ёмкостные измерительные трансформаторы напряжения VCU-123, установленные в 2011 г., и измерительные трансформаторы тока ТФЗМ-110Б-IV-У1 (2018 г.), ТРГ-110 (2011 г.), АГУ-123 (2011 г.) и ИМВ-145 (2015 г.). За время эксплуатации большая часть выключателей и разъединителей выработали свой нормативный срок службы, в связи с чем предлагается замена на новые.

Схема КРУН 35 кВ выполнена по типовой принципиальной схеме типа - одна секционированная система шин. В 2019 году была произведена модернизация ОРУ до КРУН с установкой КРУН-СЭЩ-35 кВ и микропроцессорных терминалов РЗА, работающих с цифровым форматом информации согласно международному стандарту МЭК 61850.

На подстанции установлены: два автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110 кВ, силовой трехфазный трехобмоточный автотрансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла, с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). АТ-2 находится в эксплуатации с 1980 г., АТ-1 заменен в 2011 году совместно с установкой МП РЗА на оба АТ.

Релейная защита и автоматика на ПС Благовещенская разнообразны и представлены следующими шкафами, блоками и панелями: ШЭ2607 042, 072072, 162, 019019, 157, 015, 562, 012, 021, 016, 091-27, 011021, БЭ 2704, V064, ЭПЗ-1256/1, ЭПЗ-1636, ЭПЗ-1642, ЭПЗ-1644, РПВ-58, Siprotec 7SD5, 7SD522, Бреслет-0106 и ИМФ-3Р.

На ПС с 2006 г. установлена и используется система АСУ ТП с использованием следующих протоколов: 60870-5-103, Modbus RTU, 60870-5-101/104, МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104 и 60870-6 TASE 2 ICCP.

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины. Оборудование выбирается по номинальному значению напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость[10].

В связи с тем, что основное оборудование ОРУ 110 кВ выработало свой нормативный срок службы, предлагается замена на КРУЭ 110 кВ.

В состав КРУЭ входят следующие модули:

- выключатели;
- совмещенные разъединитель-заземлители;
- быстродействующие заземлители;
- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- ввода;
- шкаф местного управления и система контроля;
- токопровода.

За счет модульности достигается гибкость конструкции, имеется возможность собрать любую из существующих на сегодня стандартных схем подстанции в соответствии с СТО 56947007 29.240.30.010-2008. В качестве материала для корпусов модулей используется алюминиевый сплав, имеющий небольшую удельную плотность, высокие антикоррозионные свойства. Легкая конструкция модулей не требует сооружения дорогого заглубленного фундамента, что уменьшает стоимость строительства подстанции.

3.2 Выбор КРУЭ 110 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУЭ) - комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, их применение

позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые распределительным устройством и обеспечить возможность более легкого расширения КРУЭ по сравнению с традиционными РУ.

К комплексным распределительным устройствам высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор КРУЭ производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (1)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (2)$$

где I_{max} – максимальный ток, проходящий через КРУЭ.

$$I_{p.max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3)$$

Пиковая суммарная мощность электрических нагрузок ОРУ 110 кВ составляет 135 МВт.

Для ПС Благовещенская:

$$I_{p.max} = \frac{135000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 708,5 A,$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

Выбираем комплексное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЕЦ-110 кВ.

Расчётные значения термической устойчивости КРУЭ:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (4)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,025$ с.

Время отключения определяем по выражению:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}} \quad (5)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{ов}}$ – время отключения выключателя, с.

Для ПС Благовещенская:

$$B_K = 11680^2 \cdot (0.285 + 0.025) = 45.02 \text{ MA}^2 \cdot \text{c}.$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{отк.ном}}}{100} \quad (6)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного КРУЭ $\beta_n = 45$.

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40000}{100} = 25.46 \text{ kA}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (7)$$

Для ПС Благовещенская:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11680 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,025}} = 11,07 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (8)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40000^2 \cdot 4 = 6400 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров КРУЭ должны быть больше значений, полученных при расчёте.

Таблица 1 – Сопоставление расчётных и каталожных данных для выключателя 110 кВ ПС Благовещенская

<i>Каталожные данные</i>	<i>Расчётные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 708,5 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} \leq I_n$
$I_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 29,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{пр.скв}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 6400 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 45,02 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 11,68 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} = 11,68 \text{ кА}$	$I_{\text{но}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{a.\text{норм}} = 25,46 \text{ кА}$	$i_{a\tau} = 11,07 \text{ кА}$	$i_{a\tau} \leq i_{a.\text{норм}}$

Для замены ОРУ 110 кВ принимаю комплексное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ-110 кВ, возможна установка как в кирпичное здание, так и в здание с ограждением из сэндвич-панелей.

3.3 Микропроцессорная релейная защита КРУЭ 110 кВ

Комплектно с КРУЭ-СЭЩ-110 кВ поставляются шкафы местного управления, изготовленные ООО «НТЦ «Механотроника».

Шкафы выполнены на базе БМРЗ, при помощи которых осуществляется[11]:

- управление коммутационными аппаратами;
- реализация функций защит и автоматики КРУЭ;
- работа системы оперативных блокировок;
- взаимодействие с системой автоматического управления АСУ.

Для оперативного контроля на двери шкафа размещается мнемосхема присоединения.

Шкафы имеют напольное исполнение (одно- или двухстороннего обслуживания) и устанавливаются рядом с ячейкой. Все соединения между шкафом и оборудованием монтируются и проверяются на заводе, что исключает ошибки монтажа.

По требованию заказчика возможно:

- установка системы релейной защиты и автоматики производства НТЦ «Механотроника», выполненная на базе типовых шкафов;
- установка интегрированной с КРУЭ и РЗА системы телемеханики и АСУ «Защита» производства НТЦ «Механотроника», которая комплектуется и конфигурируется индивидуально под объект по картам заказа.

В соответствии с ПУЭ (п.3.2.121) в качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна быть отстроена от переходных и установившихся токов небаланса.

Для линий напряжением 110 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное

напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени.

Для линий 110 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Условия работы основных и резервных защит линии и шин 110 кВ в шкафах серии ШЭ 2607 определяют рабочие уставки, которые рассчитываются для конкретного места установки шкафа с учетом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети. Для ПС Благовещенская рассмотрим уставки, относящиеся к таким защитам как: максимальная токовая отсечка, дистанционная защита и токовая защита нулевой последовательности для отходящих линий, а также дифференциальную токовую защиту без выдержки времени для сборных шин.

3.3.1 Расчет уставок максимальной токовой отсечки

Токовая отсечка является наиболее простой разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с).

Селективность действия токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не действовала при КЗ на смежных участках сети, защита которых имеет выдержку времени, равную или больше, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Ток срабатывания отсечки определяем по следующим условиям:

- 1) Отстройка от максимального тока нагрузки линии:

$$I_{\text{МТО}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Н.МАКС}} \cdot \quad (9)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1 \sim 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата защиты;

$I_{\text{Н.МАКС}}$ – максимальный ток нагрузки линии, с учетом самозапуска электродвигателей.

$$I_{\text{Н.МАКС}} \geq K_{\text{САМ}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}} \cdot \quad (10)$$

где $K_{\text{САМ}} = 1,5 \sim 2,0$ – ориентировочное значение коэффициента самозапуска электродвигателей;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$ – максимальный ток нагрузки линии (для АС-150 $I_{\text{РАБ.МАКС}} = 450 \text{ А}$).

2) Отстройка от максимального тока при трехфазных и однофазных КЗ на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии:

$$I_{\text{МТО}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{К.МАКС.ВН}} \cdot \quad (11)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,2 \sim 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{К.МАКС.ВН}}$ – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазных и однофазных КЗ на шинах ВН ПС противоположного конца защищаемой линии.

3) Отстройка от максимального тока при трехфазных КЗ и замыканиях на землю на сторонах НН и СН Тр-ров, присоединенных на всех ответвлениях защищаемой линии или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии:

$$I_{\text{МТО}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{К.МАКС.ТР}} \cdot \quad (12)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,2 \sim 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{К.МАКС.ТР}}$ – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазных и однофазных КЗ на шинах на сторонах НН и СН

трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии.

Обеспечение чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}}{I_{\text{МТО}}}. \quad (13)$$

где $k_{\text{ч}} = 1,2$ – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{КЗ min}}$ – минимальных ток, протекающий в месте установки защиты при двухфазном КЗ в начале защищаемой линии.

Приведем расчет максимальной токовой отсечки для линии Благовещенская – Силикатная:

При отстройке от максимального тока нагрузки линии, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{Н.МАКС}} \geq 1,5 \cdot 450 = 675 \text{ A.}$$

$$I_{\text{МТО}} \geq \frac{1,1}{0,95} \cdot 675 = 781,6 \text{ A.}$$

При отстройке от максимального тока трехфазного КЗ на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{МТО}} \geq 1,2 \cdot 6,8 = 8,19 \text{ кА.}$$

При отстройке от максимального тока трехфазного КЗ и замыканиях на землю на стороне СН Тр-ров, на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии, ток срабатывания будет равен:

$$I_{\text{МТО}} \geq 1,2 \cdot 1386 = 1,66 \text{ кА.}$$

Проверка по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{5,6}{8,19} = 0,688 \neq 1,2$$

Так как, чувствительность максимальной токовой отсечки не соответствует требуемой, принятую уставку следует считать частично эффективной.

3.3.2 Токовая защита нулевой последовательности

В современных микропроцессорных устройствах релейной защиты для ликвидации КЗ на землю предусмотрена функция направленной ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности, имеющей до 4-х ступеней по току срабатывания. Одна из ступеней (например, четвертая) может выполняться как с независимой выдержкой времени (UMZ-защита), так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания (AMZ-защита).

Определяем уставки первой ступени защиты. Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается из условия отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$I_{C.3I} \geq \frac{K_{OTC} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{НБ}}{K_{ТТ}} \cdot I_{КЗ}^{(1)} \quad (14)$$

где $K_{отс} = 1,25$ – коэффициент отстройки;

$K_{нб} = 0,05$ – коэффициент небаланса;

$K_{пер} = 2$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ;

$K_{тт} = 600/5$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$I_{кз}^{(1)}$ – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором.

Проверка первой ступени на чувствительность:

$$k_{ч} = \frac{I_{0РАСЧ}}{I_{C.3I}} > 1,3. \quad (15)$$

где $I_{0РАСЧ}$ – ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме.

Уставка по времени первой ступени задается без выдержки времени:

$$T_{сзI} = 0 \text{ с.}$$

Определяем уставки второй ступени защиты. Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается из условия отстройки от тока небаланса в нулевом

проводе трансформаторов тока при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$I_{C.3II} \geq \frac{K_{OTC} \cdot K_{ПЕР} \cdot K_{НБ}}{K_{ТТ}} \cdot I_{КЗ}^{(1)} \quad (16)$$

где $K_{пер} = 1,5$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ.

Проверка второй ступени на чувствительность:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{0\text{МИН}}}{I_{C.3II}} > 1,5. \quad (17)$$

где $I_{0\text{мин}}$ – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии.

Уставка по времени второй ступени выбирается с учетом времени действия УРОВ (при наличии функции) элементов, с которыми производится согласование:

$$T_{\text{с3II}} = t_{\text{с3}} + t_{\text{УРОВ}} + t_{\text{ВВ}} + \Delta t \text{ с.} \quad (18)$$

где $t_{\text{с3}}$ – время срабатывания защит, с которыми производится согласование;

$t_{\text{уров}}$ – время действия УРОВ смежных присоединений;

$t_{\text{вв}}$ – собственное время отключения выключателей:

- при согласовании с цифровыми защитами $\Delta t = 0,3 \text{ с}$;

- при согласовании с защитами с электромеханическими или электронными реле времени $\Delta t = 0,5 \text{ с}$.

Определяем уставки третьей ступени защиты. На тупиковых линиях, как правило, нет необходимости в использовании третьей ступени защиты. Данная ступень используется, в случае если уставки второй ступени не обеспечивают требуемой чувствительности. В этом случае, ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию обеспечения чувствительности для второй ступени, а выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условиям согласования со второй ступенью защиты от замыканий на землю. Достаточным

условием выбора тока срабатывания третьей ступени защиты нетупиковых радиальных линий, является отстройка от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС. Выдержка времени должна согласовываться с уставками по времени срабатывания последних ступеней защиты предыдущих элементов.

Определяем уставки четвертой ступени защиты. На тупиковых (и нетупиковых радиальных) линиях четвертая ступень защиты от замыканий на землю, как правило, не применяется.

Приведем расчет токовой защиты нулевой последовательности для линии Благовещенская - Силикатная:

Определение уставок первой ступени защиты:

$$I_{C.3I} \geq \frac{1,25 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 5}{600} \cdot 1386 = 1,444 \text{ А.}$$

Зададимся уставкой по току:

$$I_{C.3I} = 1,5 \text{ А.}$$

$$k_{ч} = \frac{1200 \cdot 5}{600 \cdot 1,5} = 6,67 > 1,3$$

$$T_{c3I} = 0 \text{ с.}$$

Определение уставок второй ступени защиты:

$$I_{C.3II} \geq \frac{1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,05 \cdot 5}{600} \cdot 1386 = 1,083 \text{ А.}$$

Зададимся уставкой по току:

$$I_{C.3II} = 1,1 \text{ А.}$$

$$k_{ч} = \frac{1867 \cdot 5}{600 \cdot 1,1} = 14,14 > 1,5$$

$$T_{c3II} = 0,02 + 0,3 = 0,32 \text{ с.}$$

Т.к. коэффициент чувствительности больше требуемого, то применение защиты является целесообразным.

Для данной ВЛ уставки для третьей и четвертой ступеней не определяем.

3.3.3 Дистанционная защита линии

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.

Выбор уставок по сопротивлению первой ступени дистанционной защиты.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X1 = K_{отс} \cdot X1_{1РАС.ЭКВ} \quad (19)$$

где $K_{отс} = 0,85$ – коэффициент отстройки;

$X1_{1РАС.ЭКВ}$ – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты. Если есть несколько условий, принимаем наименьшее из сопротивлений.

Преобразование из первичных величин во вторичные производится по общему выражению:

$$X_{ВТОР} = \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} \cdot X_{ПЕРВ} \quad (20)$$

Уставка активного сопротивления при междуфазных КЗ для линии определяется по двум условиям. Первое условие выбора уставки активного сопротивления:

$$R1 = 0,6 \cdot R_{ДУГИ.РАСЧ} \quad (21)$$

где $R_{ДУГИ.РАСЧ}$ – переходное сопротивление дуги в месте КЗ.

Сопротивление $R_{ДУГИ.РАСЧ}$ линии определяется по выражению (в первичных величинах):

$$R_{ДУГИ.РАСЧ} = U_{ДУГИ} \cdot \frac{l}{I} \quad (22)$$

где $l = 5$ м – длина дуги, определяется как расстояние между изоляторами (или, при КЗ на землю – между изолятором и опорой);

I – минимальный ток, протекающий от места установки защиты до точки КЗ в конце зоны чувствительности первой ступени дистанционной защиты;

$U_{ДУГИ} = 2500$ В/м – напряжение дуги.

Второе условие выбора уставки активного сопротивления:

$$R1 = \frac{X1}{2} \quad (23)$$

Выбирается большее из двух значений активного сопротивления.

Выдержка времени срабатывания первой ступени задается минимально возможной.

$$T_{сз1} = 0 \text{ с.}$$

Выбор уставок по сопротивлению второй ступени дистанционной защиты.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X_2 = K_{отс} \cdot X_{2_{1РАС.ЭКВ}} \quad (24)$$

где $K_{отс} = 0,8$ – коэффициент отстройки;

$X_{2_{1РАС.ЭКВ}}$ – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты. Если есть несколько условий, принимаем наибольшее из сопротивлений.

Уставка активного сопротивления для линии определяется по условию:

$$R_2 = \frac{X_2}{2} \quad (25)$$

Выдержка времени срабатывания второй ступени задается:

$$T_{сзII} = 0,05 \text{ с.}$$

Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени дистанционной защиты.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X_3 = K_{ч} \cdot X_{3_{1РАС.ЭКВ}} \quad (26)$$

где $K_{ч} = 1,2$ – коэффициент чувствительности;

$X_{3_{1РАС.ЭКВ}}$ – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты. Если есть несколько условий, принимаем наибольшее из сопротивлений.

Уставка активного сопротивления третьей ступени дистанционной защиты при междуфазных КЗ резервирует отключение двух- и трехфазных КЗ за трансформаторами Y/Δ:

$$R_3 = X_L + X_T + 1,2 \cdot R_{ДУГИ.РАСЧ} \quad (27)$$

Выдержка времени срабатывания третьей ступени задается:

$$T_{сзIII} = 0,1 \text{ с.}$$

Приведем расчет дистанционной защиты для линии Благовещенская -
Силикатная:

Определение уставок первой ступени защиты:

$$X1 = 0,85 \cdot 9,954 = 8,461 \text{ Ом};$$

$$X1_{\text{ВТОР}} = 0,37 \cdot \frac{600 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 0,923 \text{ Ом};$$

$$R1_{\text{ВТОР}} = 0,6 \cdot 2500 \cdot \frac{5}{3518} \cdot \frac{600 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 0,233 \text{ Ом};$$

$$R1_{\text{ВТОР}} = \frac{0,923}{2} = 0,462 \text{ Ом};$$

$$T_{\text{сзI}} = 0 \text{ с.}$$

Принимаем уставки:

$$X1_{\text{ВТОР}} = 1,0 \text{ Ом};$$

$$R1_{\text{ВТОР}} = 0,5 \text{ Ом};$$

$$T_{\text{сзI}} = 0 \text{ с.}$$

Определение уставок второй ступени защиты:

$$X2 = 0,85 \cdot 239,354 = 203,451 \text{ Ом};$$

$$X2_{\text{ВТОР}} = 203,451 \cdot \frac{600 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 22,195 \text{ Ом};$$

$$R2_{\text{ВТОР}} = \frac{22,195}{2} = 11,097 \text{ Ом};$$

$$T_{\text{сзII}} = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем уставки:

$$X2_{\text{ВТОР}} = 22,5 \text{ Ом};$$

$$R2_{\text{ВТОР}} = 11,5 \text{ Ом};$$

$$T_{\text{сзII}} = 0,5 \text{ с.}$$

Определение уставок первой ступени защиты:

$$X3 = 1,2 \cdot 239,354 = 287,225 \text{ Ом};$$

$$X3_{ВТОР} = 287,225 \cdot \frac{600 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 31,334 \text{ Ом};$$

$$R3_{ДУГИ.РАСЧ} = 2500 \cdot \frac{5}{2793} = 4,475 \text{ Ом};$$

$$R3_{ВТОР} = (239,354 + 1,2 \cdot 4,475) \cdot \frac{600 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 26,697 \text{ Ом};$$

$$T_{сзШ} = 0,1 \text{ с.}$$

Принимаем уставки:

$$X3_{ВТОР} = 31,5 \text{ Ом};$$

$$R3_{ВТОР} = 27 \text{ Ом};$$

$$T_{сзШ} = 0,1 \text{ с.}$$

Расчёт остальных линий производится аналогичным способом.

3.3.4 Дифференциальная токовая защита шин

Защита выполнена пофазной и действует при всех видах КЗ на шинах или ошиновке. Реле дифференциальной защиты через промежуточные датчики тока подключено к основным ТТ всех присоединений защищаемых шин или ошиновок. При срабатывании дифференциальной защиты сигналы отключения действуют на выходные реле, формирующие команды отключения выключателей.

Произведем расчет уставок защит для шин 110 кВ ПС «Благовещенская».

Расчет начального тока срабатывания ДЗШ.

Начальный ток срабатывания ДЗШ на горизонтальном участке характеристики $I_{Д.0}$ при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующему началу торможения и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.0} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} \quad (28)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности ДЗШ, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,5;

$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ в режиме, соответствующем началу торможения (когда полусумма первичных тормозных токов равна току $I_{ТОРМ.НАЧ}$):

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{ТО} \quad (29)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим; в зависимости от тока начала торможения принимается: $K_{ПЕР} = 1,3$ при $I_{Т.0} = 1,0$; $K_{ПЕР} = (1,5 \div 2,0)$ при $I_{Т.0} = 2,0$;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности принимается равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$\Delta f_{ВЫБ}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной $\Delta f_{ВЫБ} = 0,02$;

$\Delta f_{ПТТ} = 0,05$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ;

$I_{ТО}$ – ток начала торможения, в качестве которого принимается принятое значение уставки (фирмой «ЭКРА» рекомендуется вне зависимости от принятого значения уставки принимать данное расчетное значение $I_{ТО.РАСЧ}$ равным 1).

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (1 \cdot 1,3 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05) \cdot 1 = 0,28 \text{ А,}$$

$$I_{Д.0} \geq 1,5 \cdot 0,28 = 0,42 \text{ А.}$$

Минимально возможное значение начального тока срабатывания $I_{Д.0} = 0,4$.

Коэффициент торможения ДЗШ.

Коэффициент торможения определяет отстройку ДЗШ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока ($I_{Д}$) к приращению тормозного тока ($I_{Т}$). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДЗШ в диапазоне значений тормозного тока от $I_{Т.0}$ до $I_{Т.БЛ}$.

Коэффициент торможения дифференциальной защиты выбирается из условий:

– отстройка от тока небаланса в переходном режиме при внешнем КЗ:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} - I_{Д.0}}{I_{ТОРМ.РАСЧ} - I_{Т.0}} \quad (30)$$

где $I_{НБ.РАСЧ}$ – относительное значение максимального расчетного тока небаланса при расчетном внешнем КЗ, протекающий через защиту, от которого защита должна быть отстроена выбором K_T ;

$I_{ТОРМ.РАСЧ}$ – относительное значение расчетного тормозного тока в защите при расчетном внешнем КЗ; при проектных расчетах может определяться методом наложения.

Относительное значение максимального расчетного тока небаланса в режиме внешнего КЗ определяется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{К.МАКС} \quad (31)$$

где $K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности принимается 1,0;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, принимается равным 2,0;

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность основных ТТ, принимается равной 0,1;

$\Delta f_{ВЫР}$ – полная относительная погрешность выравнивания, принимается равной 0,02;

$\Delta f_{ПТТ}$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ;

$I_{К.МАКС}$ – относительное максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току по выражению:

$$I_{К.МАКС} = \frac{I_{КЗ.МАКС.П}}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}} \quad (32)$$

$$I_{К.МАКС} = \frac{6824}{5} \cdot \frac{5}{600} = 11,373 \text{ А,}$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05) \cdot 11,373 = 3,071 \text{ А},$$

Относительное значение расчетного тормозного тока определяется по выражению:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ} = \left(1 - 0,5 \cdot \left(K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}\right)\right) \cdot I_{К.МАКС} \quad (33)$$

$$I_{ТОРМ.РАСЧ} = \left(1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05)\right) \cdot 11,373 = 9,838 \text{ А},$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,5 \cdot 3,071 - 0,42}{11,373 - 1,4} = 0,496.$$

– отстройка от тока небаланса в режиме качаний:

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ.КАЧ} - I_{Д.0}}{I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ} - I_{Т.0}} \quad (34)$$

где $I_{НБ.РАСЧ.КАЧ}$ – относительное значение максимального расчетного тока небаланса при качаниях, протекающего через защиту, от которого защита должна быть отстроена выбором K_T ;

$I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ}$ – относительное значение расчетного тормозного тока в защите при качаниях; в проектных расчетах может определяться методом наложения.

Относительное значение максимального расчетного тока небаланса в режиме качаний определяется по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ.КАЧ} = \left(K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}\right) \cdot I_{К.МАКС} \quad (35)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, принимается равным 1,0;

$$I_{НБ.РАСЧ.КАЧ} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05) \cdot 11,373 = 1,933 \text{ А},$$

Относительное значение расчетного тормозного тока определяется по выражению:

$$I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ} = \left(1 - 0,5 \cdot \left(K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫБ} + \Delta f_{ПТТ}\right)\right) \cdot I_{К.МАКС} \quad (36)$$

$$I_{ТОРМ.РАСЧ.КАЧ} = (1 - 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,05)) \cdot 11,373 = 10,407 \text{ А,}$$

Значение коэффициента торможения получается:

$$K_T = \frac{1,5 \cdot 1,933 - 0,42}{10,407 - 1,4} = 0,275.$$

Принимается наибольшее из двух рассчитанных значений коэффициент торможения, K_T , с округлением в сторону большего (с учетом дискретности задания коэффициента торможения равной 0,1), чем расчетное значение, но не менее 0,6.

Проверка чувствительности ДЗШ.

Проверка чувствительности ДЗШ должна производиться при расчетном виде КЗ на шинах/ошиновках в расчетных, по чувствительности, режимах работы подстанции и питающей системы:

- в нормальном режиме с учетом тока нагрузки;
- в режиме обеспечения невозврата (для пуска УРОВ) при отключении КЗ на шинах и отказе выключателя.

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) в нормальном режиме определяется следующим образом

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}}{I_{\text{Д.0}} + K_T \cdot (\Gamma_{\text{ТОРМ.РАСЧ}} - I_{\text{Т.0}})} \quad (37)$$

где $I_{\text{К.МИН}}$ – относительное минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на шинах;

K_T – принятое значение коэффициента торможения;

$I_{\text{Д.0}}$ – принятое значение начального тока срабатывания ДЗШ;

$I_{\text{Т.0}}$ – принятое значение тока начала торможения;

$\Gamma_{\text{ТОРМ.РАСЧ}}$ – тормозной ток, подводимый к защите при расчетном КЗ с учетом нагрузки и вычисляемый по выражению:

$$\Gamma_{\text{ТОРМ.РАСЧ}} = I_{\text{К.МИН}} + I_{\text{НАГР}} \quad (38)$$

где $I_{НАГР}$ – относительное значение арифметической суммы токов, протекающих через защиту в нагрузочном режиме приведенное к базисному току и определяемая по выражению:

$$I_{НАГР} = \left(\frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \right) \cdot \frac{1}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}} \quad (39)$$

$$I_{НАГР} = \left(\frac{135 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} \right) \cdot \left(\frac{5}{600 \cdot 5} \right) = 1,181 \text{ А,}$$

Относительное минимальное значение периодической составляющей полного фазного тока рассматриваемого вида КЗ на шинах, приведенное к базисному току по выражению:

$$I_{К.МИН} = \frac{I_{КЗ.МИН.П}}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}} \quad (40)$$

$$I_{К.МИН} = \frac{1386}{5} \cdot \frac{5}{600} = 2,31 \text{ А,}$$

$$I_{ТОРМ.РАСЧ} = 2,31 + 1,181 = 3,491 \text{ А,}$$

$$K_{ч} = \frac{2,31}{0,42 + 0,6 \cdot (3,491 - 1,4)} = 1,379.$$

Значение коэффициента чувствительности $K_{ч}$ должно быть не менее 2.

В случае $K_{ч} < 2$ оценка чувствительности защиты производится традиционным для защит с торможением способом: под коэффициентом чувствительности понимается кратность уменьшения тока КЗ, при которой защита находится на грани срабатывания.

На характеристику срабатывания ДЗШ наносится точка «В» с координатами:

$$I_{Д} = I_{КЗ.МИН} \quad (41)$$

$$I_{Т} = I_{К.МИН} + I_{НАГР} \quad (42)$$

Проводится прямая, соединяющая точку «В» с точкой на оси абсцисс, координата которой равна току $I_{\text{НАГР}}$. Точка «А» пересечения прямой с характеристикой срабатывания ДЗШ является точкой, где защита находится на грани срабатывания.

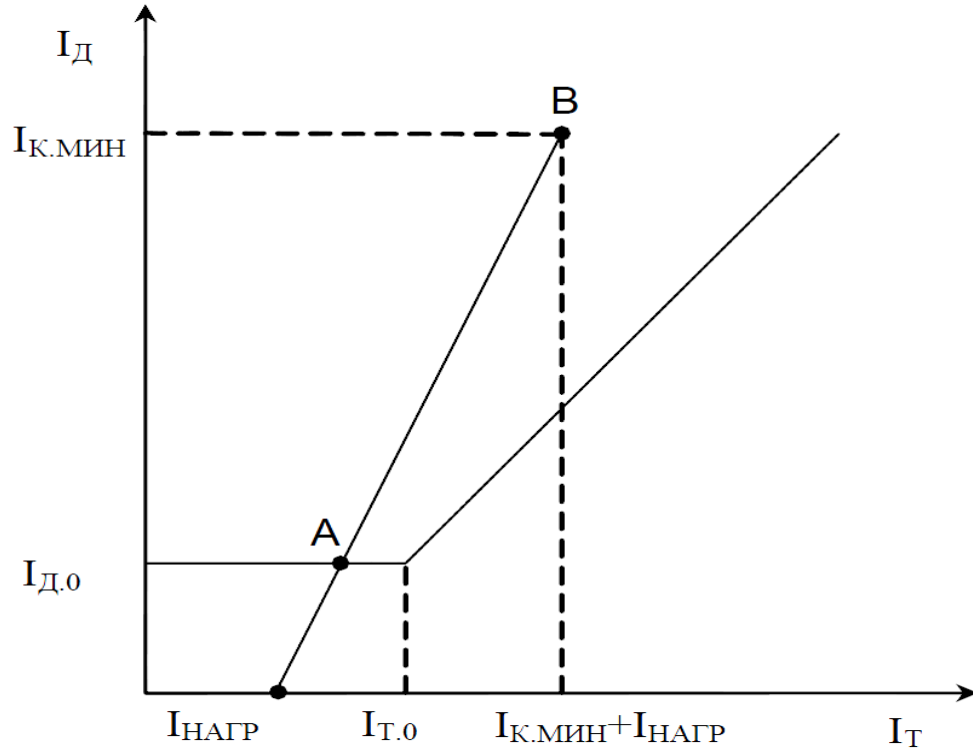


Рисунок 5 – Определение чувствительности ДЗШ

В случае, когда рассматриваемая прямая пересекает характеристику срабатывания в горизонтальной части. Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}}{I_{\text{Д.0}}} \quad (43)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,31}{0,42} = 5,5$$

3.3.5 Устройство резервирования при отказе выключателя

Функция УРОВ ШСВ, СВ1, СВ2 шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по

схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Выбор принципа действия УРОВ производится с помощью программируемых накладок ХВ9, ХВ11, ХВ13.

В части формирования выходов отключения каждый из комплектов УРОВ обеспечивает действие на доотключение резервируемого выключателя, а затем с выдержкой времени - действие на отключение смежных выключателей. Вывод действия УРОВ на доотключение резервируемого выключателя (действие УРОВ “на себя”), при работе по схеме с дублированным пуском, производится с помощью программируемых накладок ХВ10, ХВ12, ХВ14.

Для УРОВ необходимо выбрать уставки по выдержке времени действия на отключение смежных выключателей и по току срабатывания реле тока.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным.

Выбор тока срабатывания УРОВ.

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \quad (44)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.УРОВ} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, каждый УРОВ имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от излишних запасов по выдержке времени, которые предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки

от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$T_{CP.UPOB} = t_{OTKL.B} + t_{BOZB.UPOB} + t_{ZAP} \quad (45)$$

где $t_{OTKL.B}$ – наибольшее время отключения выключателя. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{OTKL.B} = 0,06$;

$t_{BOZB.UPOB}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{ном}$ до нуля не более $0,03$ с; $t_{BOZB.UPOB} = 0,03$;

t_{ZAP} – время запаса, принимаемое равным $0,1$ с.

В связи с выше изложенным, выдержка времени УРОВ может быть выбрана в диапазоне от $0,2$ до $0,3$ с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы.

$$T_{CP.UPOB} = 0,06 + 0,03 + 0,1 = 0,19 \text{ с.}$$

3.3.6 Выбор уставок реле напряжения

Уставка реле максимального напряжения обратной последовательности выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима. По данным опыта эксплуатации может быть принята равной 6 В.

$$U_{2.макс} = 6 \text{ В.}$$

Уставка реле минимального междуфазного напряжения выбирается из условия возврата реле в режиме отключения внешнего КЗ с коэффициентом отстройки $1,2$. Может быть принята равной $65 \dots 70$ В.

$$U_{мф.мин} = 65 \text{ В.}$$

Уставка по выдержке времени неисправности цепей напряжения должна превышать время длительного снижения напряжения на шинах подстанции. Рекомендуется принимать значение порядка $10 \dots 15$ с.

$$T_{\text{неисп.цеп.напр.}} = 10 \text{ с.}$$

3.3.7 Выбор уставок по выдержкам времени

Выбор уставки по времени задержки отключения при опробовании.

Уставка выбирается из условия обеспечения запрета срабатывания ДЗШ при опробовании присоединения, когда возможно отключение системы шин от которой производится опробование:

$$T_{\text{ОПРОб}} = K_{\text{ЗАП}} \cdot (t_{\text{ДЗШ}} + t_{\text{ВЫХ}} + t_{\text{ОТКЛ.В}}) \quad (46)$$

где $K_{\text{ЗАП}} = 1,5-2,0$ – коэффициент запаса;

$t_{\text{ДЗШ}}$ – максимальное время срабатывания реле ДЗШ, может быть принято равным 0,03;

$t_{\text{ВЫХ}}$ – максимальное время срабатывания выходного реле, может быть принято равным 0,01.

$$T_{\text{ОПРОб}} = 2 \cdot (0,03 + 0,01 + 0,06) = 0,2 \text{ с.}$$

Выбор уставки по времени задержки остановки ВЧ-передатчика.

Уставка выбирается с учетом времени отключения опробуемого выключателя и времени запаса.

$$T_{\text{ОСТ.ВЧ}} = t_{\text{ОПР.ВЫКЛ}} + t_{\text{ЗАП}} \quad (47)$$

Рекомендуемое значение уставки 0,3 с.

$$T_{\text{ОСТ.ВЧ}} = 0,3 \text{ с.}$$

3.3.8 Реле контроля исправности цепей переменного тока

Уставка выбирается с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов трансформации ТТ в защите 3 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока ПО, ИО1 и ИО2 определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима

$$I_{НБ} = \frac{K_{НБ} \cdot I_{НАГР.МАКС}}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}} \quad (48)$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса, принимаемый равным 0,03;

$I_{НАГР.МАКС}$ – первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации главного трансформатора тока со стороны наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$I_{БАЗ}$ – базисный ток наиболее мощного присоединения для защиты шин;

$$I_{НБ} = \frac{0,03 \cdot 709 \cdot 5}{600 \cdot 5} = 0,035$$

Выдержки времени элементов задержки на срабатывание, действующих на сигнал и блокировку ДЗШ при обрыве цепей тока выбирается по условиям:

1) отстройки от возможного наибольшего времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений шин и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока:

$$t_{B5} = t_{ЗАП} + t_{КАЧ} \quad (49)$$

где $t_{ЗАП}$ – время запаса, может быть принято равным 0,5;

$t_{КАЧ}$ – возможное наибольшее время качания.

$$t_{B5} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

2) согласования с выдержкой времени В1, осуществляющих запоминание срабатывания ДЗШ в цикле АПВ шин:

$$t_{B5} = t_{ЗАП} + t_{B1} \quad (50)$$

$$t_{B5} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с.}$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

3.3.9 Реле чувствительного токового органа

Ток срабатывания реле ЧТО должен быть отстроен от тока небаланса при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{СЗ.ЧТО} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП} \cdot \varepsilon_{ТТ}}{K_{В}} \cdot \frac{I_{НЕОТКЛ.ПРИСОЕД}}{K_{ТТ} \cdot I_{БАЗ}} \quad (51)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{ЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. $K_{ЗАП} = 2,5$ – для городских сетей общего назначения, $K_{ЗАП} = 2$ – для сельских сетей;

$K_{В}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9;

$\varepsilon_{ТТ}$ – полная относительная погрешность основных ТТ, принимается равной 0,1;

$I_{НЕОТКЛ.ПРИСОЕД}$ – первичный максимальный ток неотключенного присоединения;

$K_{ТА}$ – коэффициент трансформации ТТ неотключенного присоединения;

$I_{БАЗ}$ – базисный ток неотключенного присоединения.

$$I_{СЗ.ЧТО} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,1}{0,9} \cdot \frac{1000 \cdot 5}{600 \cdot 5} = 0,556$$

Проверка чувствительности реле ЧТО должна производиться при расчетном виде КЗ на шинах в расчетных режимах при опробовании присоединений:

$$K_{ч} = \frac{I_{ОПР.ПРИСОЕД}}{I_{СЗ.ЧТО}} \quad (52)$$

где $I_{ОПР.ПРИСОЕД}$ – относительное значение минимального тока, протекающего через шины при опробовании присоединений;

$I_{УСТ}$ – принятое значение параметра срабатывания ЧТО.

Значение коэффициента чувствительности $K_{ч}$ должно быть не менее 2.

$$K_{ч} = \frac{2}{0,556} = 3,6.$$

4 СИСТЕМА МОНИТОРИНГА АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Целью системы непрерывного мониторинга по фактическому состоянию является повышение надежности и снижение эксплуатационных расходов:

- повышение эффективности эксплуатации трансформаторного оборудования и сокращение случаев сбоев энергообеспечения по вине отказа оборудования за счет выявления начальной стадии развития дефекта и/или предаварийных и аварийных режимов в контролируемом оборудовании;

- сокращение инвестиционных затрат на необоснованное обновление оборудования;

- снижение расходов на проведение ремонтов в результате организации ремонтов по реальному состоянию оборудования вместо календарного;

- сокращение трудозатрат персонала в результате внедрения автоматизированных методов контроля и диагностики;

- увеличение времени эксплуатации оборудования на основании фактических значений критических параметров трансформаторного оборудования;

- снижение рисков причинения экологического ущерба из-за выхода из строя трансформаторного оборудования.

4.1 Выбор системы мониторинга автотрансформаторов

Система непрерывного контроля (СНК) предназначена для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующей рабочее состояние силового трансформаторного оборудования в режим эксплуатации.

Система мониторинга должна представлять информацию для контроля и регулирования режимов работы, для своевременного принятия необходимых мер и предаварийных режимах и для анализа аварийных режимов с целью снижения эксплуатационных издержек и прогнозирования технического состояния реакторного оборудования.

При выборе системы мониторинга вначале следует определить, какой уровень диагностики понадобится для контроля трансформатора. Уровень

системы определяется исходя из его напряжения. Например, до 110 кВ эффективнее будет применить системы с малым количеством диагностических параметров. А уже в трансформаторах с напряжением 220 кВ и выше с полным набором параметров. После определения с уровнем диагностики подыскиваем системы, которые подходят требованиям.

В результате анализа разных системам было выбрано несколько: «DIMRUS», «FARADAY» и «SAFE-T». «FARADAY» является одной из первых зарубежных систем мониторинга. Аналогом отечественной продукции является «DIMRUS». Данные системы хорошо зарекомендовали себя на рынке, как надежные и относительно недорогостоящие.

При дальнейшем анализе наиболее подходящей системой стала комплексная система мониторинга и диагностики марки «TDM» от «DIMRUS», которая предназначена для:

- контроля соответствия текущих параметров работы трансформатора нормативным требованиям;
- проведения автоматизированной экспертной диагностики дефектов и оценки технического состояния трансформатора;
- передачи системой в АСУ-ТП более высокого уровня первичной и обработанной информации для использования в более сложных интегрированных системах контроля.

Технические и программные особенности системы TDM:

- Практическая реализация модульной структуры технических средств системы, когда гибкий набор функционально дополняющих друг друга диагностических модулей позволяет оперативно создавать систему мониторинга трансформатора любой сложности;
- Единое многоуровневое программное обеспечение INVA, реализующее функции мониторинга и автоматизированной диагностики. Элементы этого ПО устанавливаются в первичных модулях мониторинга, в АРМ трансформатора, АРМ подстанции, АРМ территориального энергетического предприятия.

Иерархическая структура ПО INVA позволяет комплексно решать задачи управления эксплуатацией трансформаторов;

- Наличие в программном обеспечении INVA системы TDM, набора эффективных экспертных алгоритмов, позволяющих проводить углубленную оценку технического состояния контролируемого трансформатора.

4.2 Описание системы мониторинга автотрансформаторов

Модульная структура технических средств TDM, основана на общей информационной шине, что позволяет оперативно создавать системы мониторинга и диагностики с необходимыми свойствами. Это позволяет минимизировать экономические затраты на организацию диагностического мониторинга[12].

Создание каждой системы мониторинга трансформатора TDM реализуется включением в заказанную поставку соответствующих функциональных модулей. Особенностью TDM является возможность включения в одну систему не только различных модулей, но и нескольких модулей одного типа, что удобно при создании больших систем мониторинга, например, для групповых автотрансформаторов.

Кроме модулей системы TDM в состав комплексной системы мониторинга могут быть включены любые приборы регистрации и контроля параметров масла и растворенных газов и других дополнительных диагностических параметров.

В зависимости от требований технического задания для конкретного контролируемого трансформатора в состав системы TDM могут входить до 15 диагностических модулей, к которым может быть подключено до 100 первичных датчиков различного типа, измеряющих необходимые технологические параметры работы.

Достоинством системы TDM является то, что данные всех дополнительных приборов, как и результаты проведенных «off-line» тестов, учитываются при формировании комплексного диагностического заключения о техническом состоянии силового трансформатора.

Результаты параметрического мониторинга и экспертной оценки технического состояния отдельного силового трансформатора имеют значение не только для самого трансформатора, но и для управления эксплуатацией всей цепи передачи и преобразования электроэнергии.

По итогам работы диагностических алгоритмов в программе INVA рассчитывается единый коэффициент технического состояния трансформатора. Этот коэффициент комплексно отражает состояние трансформатора, поэтому его максимально удобно использовать в системах управления эксплуатацией высоковольтного оборудования более высокого уровня.

4.2.1 Описание модулей и приборов

В основу разработки технических средств системы TDM был положен универсальный модульный принцип[13]:

- Основной элемент технических средств – отдельный диагностический модуль с набором датчиков;
- Модуль реализует один диагностический метод для контроля всего трансформатора или набор методов для диагностики состояния отдельной подсистемы трансформатора;
- Все модули TDM работают как составные элементы общей системы мониторинга и диагностики;
- Основой для интеграции отдельных модулей в систему является общая информационная шина, проходящая через все модули;
- Информация, регистрируемая одним модулем, по общей шине доступна для использования другими модулями.

В системе TDM реализован комплексный подход к диагностике состояния трансформатора, когда итоговая оценка состояния трансформатора производится на основании обобщающего анализа результатов работы, полученных экспертными программами всех модулей системы.

Все модули системы TDM рассчитаны на работу в промышленном диапазоне температур от -40°C без использования элементов подогрева.

Стандартно система TDM поставляется в защитном шкафу из нержавеющей стали, в котором монтируются все необходимые модули и устройства. В шкафу устанавливается система подогрева, предназначенная для поддержания необходимого климатического режима работы электронного оборудования. Для обеспечения работы системы в экстремальных условиях в шкафу монтируется дополнительная система подогрева, или кондиционер, в зависимости от технического задания.

Такое универсальное исполнение системы TDM позволяет монтировать диагностическое оборудование непосредственно рядом с контролируемым трансформатором, уменьшая длину сигнальных кабелей.

Для передачи информации в локальную вычислительную сеть АСУ-ТП более высокого уровня в системе TDM используются оптический кабель или витая «медная» пара. В зависимости от технического задания предусмотрено использование для целей передачи информации в АСУ-ТП интерфейса RS-485 или радиоканала.



Рисунок 6 – Пример компоновки модулей.

Технические решения системы TDM соответствуют решениям, принятым фирмой «DIMRUS» при создании систем мониторинга другого высоковольтного оборудования, например, для КРУЭ (система GIS-DM), высоковольтных кабельных линий (системы КМК и CDM). Это позволяет эффективно и быстро создавать обобщенные системы мониторинга технологически связанного высоковольтного оборудования, реализуя принцип комплексного мониторинга узла или транзита электроэнергии.

Универсализация систем мониторинга дает возможность оперативно обмениваться первичной информацией между различными системами мониторинга и оценивать состояние всего комплекса высоковольтного оборудования.

Основные диагностические модули системы TDM:

- Блок питания (PS) - универсальный источник питания модулей системы TDM и первичных датчиков[14];
- Главный модуль (M0) - главный технический и программный модуль, управляющий работой всех диагностических модулей, собирает с них информацию и передает ее на уровень АРМ подстанции[15];
- Монитор температуры (M1) - модуль для расширенной регистрации температуры трансформатора и окружающей среды, позволяющий проводить оценку эффективности работы системы охлаждения[16];
- Аварийный регистратор (M2) - модуль регистрации переходных и предаварийных режимов работы трансформатора, позволяющий фиксировать броски токов и напряжений обмоток трансформатора[17];
- Монитор вводов (M3) - мониторинг технических параметров высоковольтных вводов, обеспечивающий контроль величины тока проводимости, емкости С1 и расчет тангенса угла потерь (абсолютного или относительного) [18];
- Модуль расширения (M3.1) - предназначен для оперативного подключения переносных приборов регистрации ЧР (при отсутствии модуля M4) [14];

- Монитор ЧР - ВЧ (М4) - модуль регистрации частичных разрядов в диапазоне частот $0,1 \div 30,0$ МГц, анализирует распределения импульсов ЧР, определяет тип дефекта в изоляции трансформатора[19];

- Монитор ЧР - СВЧ (М4.1) - модуль регистрации частичных разрядов в диапазоне частот $400 \div 1500,0$ МГц, использует встроенные в бак трансформатора датчики, в связи с чем модуль имеет хорошую помехозащищенность[19];

- Монитор РПН (М5) - модуль предназначен для контроля технического состояния устройства РПН трансформатора, контролирующей количество коммутаций по ступеням и процесс коммутации[20];

- Монитор ЧР - ультразвук (М6) - модуль регистрации частичных разрядов в ультразвуковом диапазоне частот $30 \div 300$ кГц, позволяющий проводить локацию места дефекта внутри бака трансформатора[21];

- Монитор вибрации (М7) - регистрация вибрации бака в диапазоне $10 \div 1000$ Гц, позволяющий оценивать качество активных элементов трансформатора – стали и обмоток[14];

- Регистратор перенапряжений (М8) - модуль регистрации высокочастотных импульсных перенапряжений в сети в диапазоне частот до $10,0$ МГц, предназначенный для регистрации в трансформаторах мощных высокочастотных импульсов различной природы возникновения и проведения сравнительной оценки изменений технического состояния трансформаторов после таких воздействий[22];

- Модуль входов (М9) - дополнительный модуль входов, позволяющий расширить количество регистрируемых параметров трансформатора[14];

- Монитор Z_k (М10) - модуль регистрации токов и напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора, используемых для расчета параметра Z_k , оценивающего наличие изменений формы обмоток[14].

Дополнительные и сервисные модули:

- Переходный модуль (M20) - модуль расширения информационной шины системы TDM при большом количестве диагностических модулей, которые располагаются в шкафу в два ряда[14];
- Модуль БИТТ (M21) - модуль изолирующих трансформаторов 0,1 / 0,1А для развязки цепей прибора и токов проводимости высоковольтных вводов[14];
- Модуль токовых преобразователей (M22) - модуль изолирующих трансформаторов для развязки измерительных цепей 5А трансформаторов тока[14];
- Модуль времени (M23) - модуль для синхронизации внутренних часов системы TDM с системой глобального позиционирования GPS/GLONASS[14];
- Интеллектуальный датчик в масле (TDM-Oil) - датчик, монтируемый в баке трансформатора, позволяющий контролировать влагосодержание в масле, температуру, вибрацию, ЧР в СВЧ диапазоне частот[23].

Специальные версии системы мониторинга TDM

- Мониторинг силовых трансформаторов с напряжением 110 кВ (TDM-M) - система TDM минимальной конфигурации для мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ[24];
- Мониторинг силовых трансформаторов 10/0,4 кВ (TDM-10/0,4) - система TDM (комплексный датчик) для организации мониторинга силовых распределительных маслонаполненных трансформаторов с рабочим напряжением 10 кВ[25].

Системы управления охлаждением трансформаторов, интегрированные с TDM:

- TDM-TR - система управления охлаждением трансформаторов сравнительно небольшой мощности (до 4 групп вентиляторов) [26];
- TDM-TS - Система управления охлаждением трансформаторов средней и большой мощности. Позволяет управлять 12 (24) группами маслонасосов и вентиляторов[27].

4.2.2 Описание программного обеспечения

Совместно с техническими средствами системы TDM, предназначенными для регистрации и первичной обработки информации, фирмой «DIMRUS» поставляется уникальное программное обеспечение INVA.

В состав ПО INVA входит набор алгоритмов и программ, решающих вопросы, связанные со сбором первичной информации, ее хранением, экспертной обработкой и формированием итоговых диагностических заключений о состоянии контролируемого трансформатора[28].

Элементы программного обеспечения INVA работают на разных уровнях реализации системы TDM:

1. Модули системы TDM.

Информация от датчиков сбора первичной информации, смонтированных на трансформаторе, регистрируется, обрабатывается и хранится в необработанном виде в функциональных диагностических модулях. Управление работой каждого модуля производится встроенной программой на микропроцессорном уровне. В этой программе осуществляется основная параметрическая диагностика состояния трансформатора, формируются сигналы о превышении пороговых значений критических параметров.

Основной модуль M0 системы, работающий по сигналам программного обеспечения INVA, управляет работой всех диагностических модулей, собирает от них первичную информацию, интегрирует ее и передает на уровень АРМ подстанции (трансформатора).

В составе каждого модуля системы реализована специализированная экспертная система, результатом работы которой является диагностическое заключение о текущем техническом состоянии контролируемой подсистемы трансформатора.

2. АРМ подстанции – основной уровень мониторинга состояния трансформатора.

Этот уровень является основным для сбора, визуализации, хранения и экспертной обработки информации о состоянии трансформатора.

Вся необходимая информация о работе трансформатора, как первичная, так и специально обработанная экспертными программами в модулях, отображается на экране компьютера АРМ в цифровом значении и в виде стандартных светофоров состояния - «зеленый», «желтый», «красный», предназначенных для оперативного персонала.

При оценке текущего состояния трансформатора в INVA на уровне АРМ подстанции учитывается информация от дополнительных диагностических приборов (контроль растворенных газов, параметров энергопотребления и т.д.), а также используется необходимая информация из системы АСУ ТП более высокого уровня.

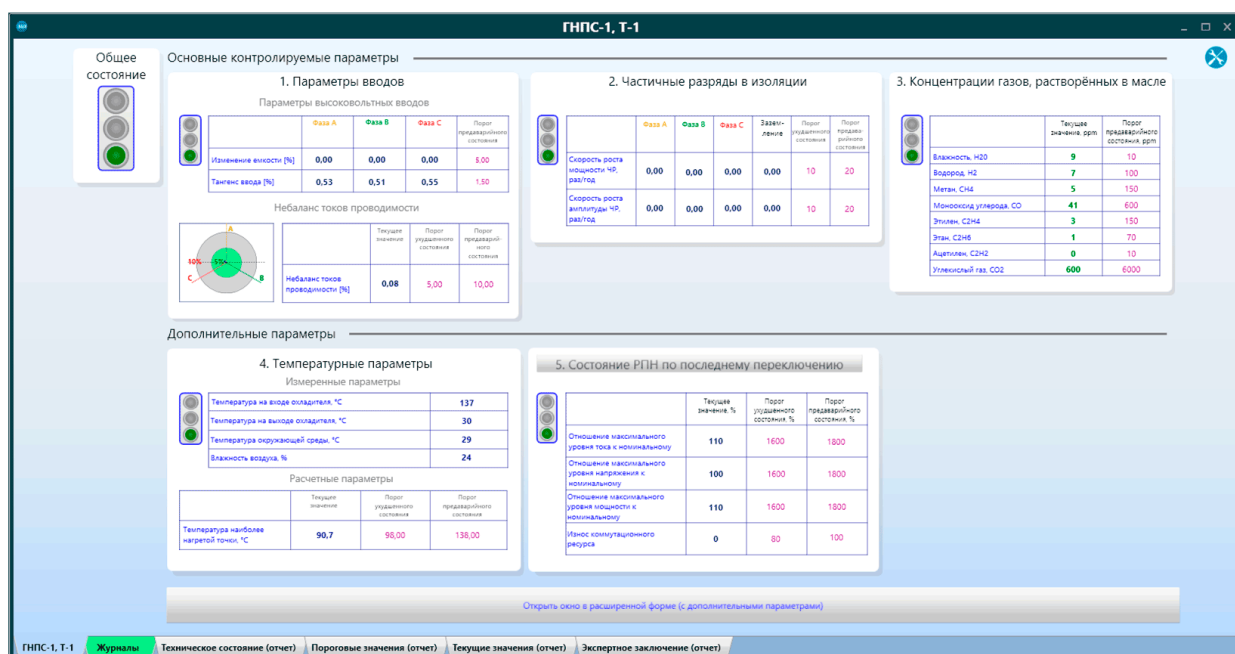


Рисунок 7 – Пример отображения ПО INVA на АРМ подстанции

Специальный диагностический персонал при необходимости может, используя программные средства АРМ трансформатора, проводить углубленный анализ и обработку всей имеющейся информации.

Мониторинг технического состояния и экспертная оценка состояния трансформатора являются основной целью применения систем TDM.

В связи со сложностью и взаимосвязанностью процессов в трансформаторе итоговая диагностическая процедура является многопараметрической,

комплексной, поэтому выполняется в программном обеспечении INVA на нескольких алгоритмических уровнях и в несколько этапов.

- Оперативная параметрическая оценка состояния трансформатора в основном производится в диагностических модулях TDM и частично в АРМ трансформатора (подстанции). Такая оценка проводится на основании сравнения измеренных величин с пороговыми значениями критических параметров трансформатора, для которых существуют эти значения.

- Экспертная оценка состояния трансформатора и диагностика дефектов.

Для формирования комплексных диагностических заключений в экспертной программе используются сложные диагностические модели, в которых характерные параметры используются от нескольких диагностических моделей отдельных подсистем трансформатора.

Диагностические заключения по несвязанным подсистемам контролируемого трансформатора ранжируются по интенсивности развития выявленных дефектов, по степени их опасности для эксплуатации оборудования. Такие дефекты приводятся в виде простого списка.

На формирование комплексных диагностических заключений оказывают влияние дополнительные встроенные модели: определение наиболее нагретой точки обмотки, оценка эффективности работы системы охлаждения, комплексного влагосодержания в масле и в твердой изоляции, и т. д.

По результатам параметрической и экспертной диагностики программой INVA в автоматическом режиме производится формирование отчетов о состоянии трансформатора. Отчеты представляются в формате Word, что дает возможность экспертам при необходимости уточнять и корректировать информацию.

Созданные отчеты включают в себя данные об информационно важных первичных параметрах трансформатора, сведения о выявленных экспертными алгоритмами дефектах.

В отчетах приводится дополнительная информация, описывающая вероятные сроки развития дефектных состояний до критического уровня. Для

этого в программном обеспечении INVA используются уникальные адаптивные модели развития дефектных состояний. Параметры этих математических моделей оперативно уточняются программой для каждого трансформатора по мере набора информации.

Для удобства анализа состояния трансформатора как элемента узла (подстанции) или составной части транзита энергии, программой INVA рассчитывается обобщенный коэффициент технического состояния трансформатора. Это дает возможность использования результатов работы системы TDM в диагностике силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

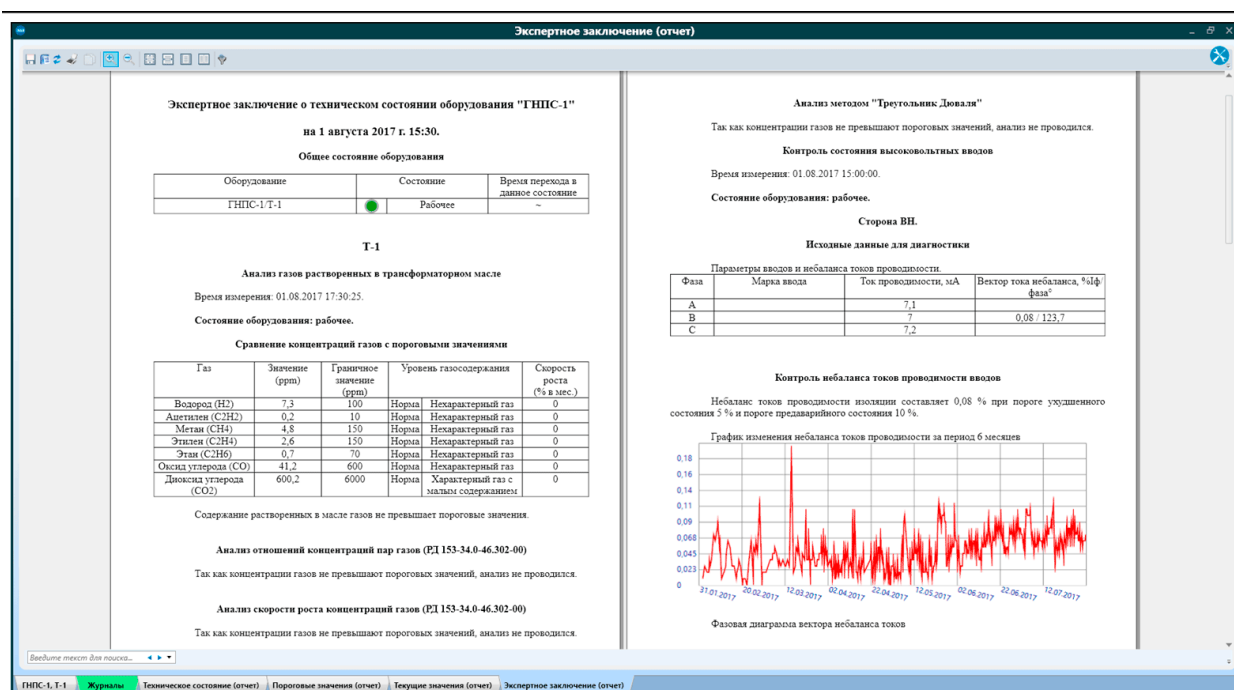


Рисунок 8 – Пример получаемого отчета

4.2.3 Математические модели и диагностические алгоритмы

В программном обеспечении модулей системы TDM и в ПО INVA реализованы многоуровневая параметрическая диагностика и автоматизированная экспертная оценка состояния трансформатора на основе математических моделей и алгоритмов[14].

Параметрическая диагностика основана на контроле значений критических параметров трансформатора, для которых имеются нормативные

пороги состояния. Параметрическая диагностика строится на анализе трех значений критических параметров:

- Текущие установившиеся значения критических параметров;
- Скачок критических параметров, отражающий быстрые изменения состояния трансформатора;
- Тренд изменения критических параметров, отражающий медленные изменения технического состояния трансформатора.

Диагностика на основе встроенных математических моделей предназначена для выявления дефектных и предаварийных состояний контролируемого трансформатора при помощи экспертных алгоритмов. Эта диагностика выполняется с использованием адаптированных к системе TDM эффективных экспертных алгоритмов, реализованных в программном обеспечении системы мониторинга, расположенных на уровнях обработки информации II, III и IV.

Основные встроенные математические модели, их назначение и получаемые результаты:

- расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки:
 - Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по температуре верхних слоев масла и нагрузке;
 - Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции.
- влагосодержание в масле и в твердой изоляции:
 - Контроль влагосодержания в масле трансформатора;
 - Расчет влагосодержания в масле с учетом предшествующих режимов работы трансформатора;
 - Определение температуры закипания влаги в масле;
 - Расчет влагосодержания в твердой изоляции в местах перегрева.
- анализ растворенных газов в масле:

- Определение типа дефектов в трансформаторе по концентрации и сочетанию растворенных в масле газов. Точность таких расчетов зависит от марки используемого прибора контроля концентрации газов.
- наличие и распределение частичных разрядов:
 - Регистрация частичных разрядов в диапазонах ВЧ, СВЧ и ультразвуковом;
 - Определение наличия и типа дефектов в изоляции трансформатора;
 - Локация места возникновения дефекта внутри бака трансформатора.
- совместный анализ растворенных газов и частичных разрядов:
 - Совместный анализ растворенных газов и частичных разрядов для уточнения диагнозов и для разделения дефектов внутри бака трансформатора и во вводах.
- состояние вводов трансформатора:
 - Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкость), и их изменения;
 - Определение дефектного ввода и типа дефекта в нем.
- влияние импульсных перенапряжений:
 - Регистрация высокочастотных импульсных перенапряжений;
 - Оценка воздействия импульсных высокочастотных перенапряжений, выявление изменений состояния трансформатора.
- состояние устройства РПН:
 - Расчет перепада температур в основном баке и баке контактора РПН;
 - Определение механического и электрического износа контактов.
- комплексная оценка состояния трансформатора:
 - Комплексная оценка технического состояния трансформатора на основе всех диагностических моделей;
 - Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований РД 34.45-51.300-97.
- нагрузочная способность трансформатора:

- Расчет нагрузочной способности трансформатора по ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91), МЭК 60076-7, МЭК 60076-2;
- Допустимые расчетные величины и время перегрузки.
- Оценка влияния трансформатора на работу транзита:
 - Определение влияния технического состояния трансформатора на надежность работы транзита энергии (для уровня IV в программном обеспечении INVA).

Для корректной работы каждой математической модели при определении состава средств системы TDM должно быть предусмотрено наличие технических условий (модулей и датчиков) для регистрации необходимой информации.

4.2.4 Многоуровневая реализация технических и программных средств

Программные и технические средства системы TDM включают в себя несколько уровней регистрации, обработки информации, мониторинга и диагностики технического состояния трансформатора.

Стандартная поставка технических и программных средств системы TDM включает в себя до 4 уровней регистрации, обработки информации и принятия решения о техническом состоянии контролируемого трансформатора.

Уровень I (уровень первичных датчиков) – технический уровень сбора исходной информации. Он включает в себя все первичные датчики системы TDM, а также все дополнительные датчики и приборы, контролирующие состояние трансформатора.

Уровень II (уровень модулей системы TDM) – технический и программный уровень первичной обработки данных от датчиков, уровень осуществления параметрической диагностики работы трансформатора.

Уровень III (диагностический уровень подстанции) – программный уровень комплексной экспертной оценки технического состояния трансформаторов. Представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ). Уровень III технически реализован в виде отдельного шкафа АРМ с компьютером и средствами связи.

Уровень IV (диагностический уровень энергопредприятия) – технический и программный уровень визуализации информации о состоянии оборудования всех подстанций энергопредприятия. Представляет собой шкаф - автоматизированное рабочее место (АРМ). При необходимости на этом уровне диагностики производится оценка рисков возникновения дефектов в наиболее ответственном оборудовании. На этом уровне возможно проведение интегральной диагностики влияния состояния трансформатора (трансформаторов) на состояние транзита электроэнергии.

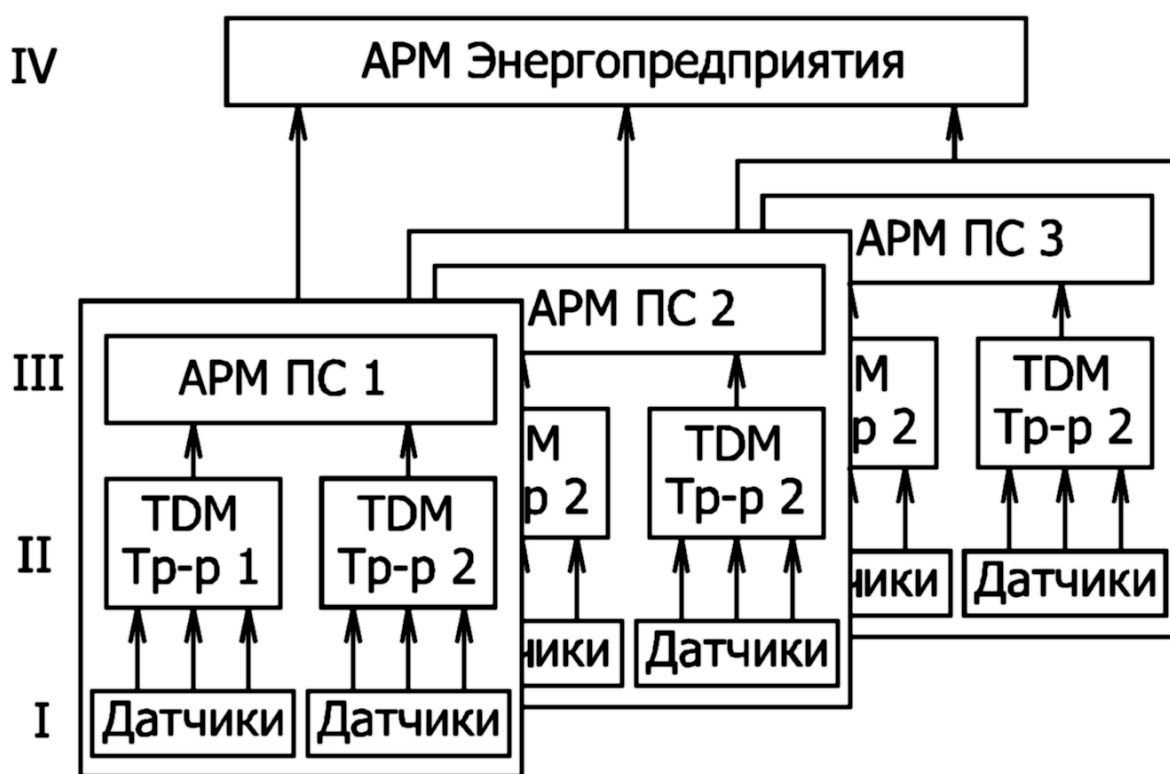


Рисунок 9 – Многоуровневая структура реализации технических и программных средств.

Программное обеспечение INVA, поставляемое с системами TDM для мониторинга трансформаторов, включает в себя базовые математические и диагностические модели для уровней IV, III и частично II. Набор дополнительных экспертных модулей и математических моделей для этих уровней, например, для сравнительной оценки влияния состояния

трансформатора на техническое состояние общего транзита энергии (уровень IV), оговаривается при заказе системы отдельно.

Программное обеспечение INVA обеспечивает передачу и интеграцию информации в систему АСУ ТП уровней III и IV с использованием протокола МЭК 60870-5-104. Это позволяет оперативно и безопасно использовать существующие информационные сети заказчика.

Основными задачами, решаемыми при интеграции системы TDM в АСУ ТП, являются:

– Получение в АСУ ТП на уровнях III и IV оперативной информации о состоянии трансформатора в объеме, необходимом для оценки оперативным персоналом текущей ситуации и принятия решений;

– Возможность получения первичной информации о состоянии трансформатора от других подсистем АСУ ТП без использования в TDM дополнительных датчиков;

– Автоматическая синхронизация «внутреннего времени» ПО системы TDM со временем системы АСУ ТП и «глобальным временем»;

– Локальный и удаленный доступ к «разрешенным» данным и результатам работы системы TDM с использованием ресурсов АСУ ТП, в том числе WEB — доступ;

– Удаленный контроль правильности функционирования и исправности технических и программных средств системы TDM.

4.3 Выбор оптимального набора модулей и приборов

Оптимальный набор функциональных модулей системы TDM и дополнительных приборов, предназначенных для организации мониторинга силового трансформатора с рабочим напряжением 220 кВ на стороне ВН, приведен ниже[29].

Модули системы TDM:

1. М0 (Main Monitor) состоящий из следующих первичных датчиков:

- Датчики измерения температуры – 7 шт.;
- Датчики температуры и влаги воздуха – 1+1 шт.;

- Датчики вибрации с интерфейсом ICP – 4 шт.;
 - Любые датчики с интерфейсом 4-20mA – 6 шт.;
 - Входы для напряжения ТН сторона ВН – 3* шт.;
 - Датчики фазных токов – 3* шт.;
2. M1 (t0 Monitor) состоящий из следующих первичных датчиков:
- Датчики тока двигателей маслонасосов – 12 шт.;
 - Датчики температуры – 8 шт.;
 - Напряжение фазы электродвигателей – 1 шт.;
3. M3** (Bushing Monitor) состоящий из следующих первичных датчиков:
- Входы для подключения датчиков токов проводимости и частичных разрядов – 6 шт.;
 - Датчики токов нагрузки фаз – 3* шт.;
4. M4*** (PD Monitor) состоящий из следующих первичных датчиков:
- Датчики частичных разрядов – 9+6* шт.;
 - Вход для внешней синхронизации – 1 шт.;
5. M5**** (LTCSMonitor) состоящий из следующих первичных датчиков:
- Датчики температуры баков РПН и трансформатора – 2* шт.;
 - Датчик вибрации бака РПН – 1 шт.;
 - Датчик положения РПН – 1 шт.;
 - Датчики тока и напряжения двигателя – 1+1 шт.;
6. M7 (Vibro Monitor) состоящий из следующих первичных датчиков:
- Датчики измерения вибрации с интерфейсом ICP или 4-20mA – 8 шт.;
 - Каналы измерения переменного напряжения – 6 шт.;

Примечание: дополнительно используется при мониторинге группы трансформаторов.

7. Комплексный прибор контроля влагосодержания и растворенных газов в масле (8 газов) в масле бака трансформатора, по выбору****: HYDROCAL 1005; MINITRANS KELMAN; Calisto 5 или Morgan S – 1 шт.;

8. Выходные интерфейсы системы:

- Локальная сеть Ethernet(витая пара);
- Локальная сеть Ethernet(оптика);
- Изолированный интерфейс RS-485;

Примечание: в соответствии с условиями на подстанции.

9. ПО мониторинга и диагностики:

- Универсальное программное обеспечение мониторинга «INVA» для силовых трансформаторов – 1 шт.;
- Автоматизированная экспертная система диагностики «INVA-Expert» – 1 шт.

Общие примечания:

*) При уже имеющемся подключении аналогичного датчика к другим модулям системы TDM, данный сигнал берется с системной шины прибора.

**) При наличии в системе мониторинга сигналов с ТН, рассчитываются абсолютные значения тангенсов углов потерь изоляции вводов, при отсутствии напряжений с ТН рассчитываются только относительные значения тангенсов.

***) При необходимости регистрации в системе мониторинга частичных разрядов в СВЧ диапазоне частот необходимо использовать модуль TDM-3F.

****) Количество модулей определяется количеством РПН трансформатора или группы трансформаторов.

Выше приведен перечень рекомендуемых диагностических модулей и первичных датчиков. Реальное количество датчиков для системы мониторинга силовых автотрансформаторов с рабочим напряжением 220 кВ может отличаться от рекомендованного.

4.3.1 Выбор анализатора трансформаторного масла

В качестве анализатора трансформаторного масла выбираем модель HYDROCAL 1005 (далее анализатор), предназначенный для непрерывного автоматического измерения объёмной доли газов (ацетилена, этилена, монооксида углерода и водорода) и объёмной доли воды в трансформаторном масле.

Принцип действия данного анализатора - оптический и электромеханический (осуществление забора миниатюрной газовой пробы на основе принципа свободного пространства). В состав измерительного блока входят: тонкопленочный датчик для измерения объемной доли воды в масле, металл-оксидный датчик на основе диоксида олова (SnO_2) для измерения объёмной доли водорода (H_2), инфракрасный газовый датчик ближней ИК-области для измерения объёмной доли монооксида углерода (CO), ацетилена (C_2H_2), этилена (C_2H_4)[30].

Принцип действия тонкопленочного датчика для измерения объемной доли воды в масле основан на изменении электрической емкости конденсатора. Пространство между пластинами конденсатора заполнено диэлектрическим материалом, сформированным на основе гигроскопической полимерной пленки. Емкость такого датчика прямо пропорциональна содержанию воды в исследуемой среде.

Принцип действия металл-оксидных датчиков основан на свойстве некоторых оксидов металлов в присутствии водорода менять свои электрические характеристики. При нагреве кристаллов SnO_2 до определенной температуры поверхность кристаллов начинает адсорбировать атомы кислорода, в результате чего поверхность кристаллов становится заряженной, что уменьшает ток электронов. При последующем воздействии на поверхность детектора водородом происходит снижение ее потенциала, что значительно повышает проводимость кристалла.

Принцип действия инфракрасного газового датчика основан на измерении с помощью светочувствительных сенсоров с определением конкретного газа по длине волны с применением оптического фильтра.

Конструктивно анализатор состоит из измерительных и микропроцессорного блоков, масляной камеры, компрессора и насоса, расположенных в едином корпусе. На передней панели расположены дисплей и органы управления анализатором. На задней панели расположены коммуникационные и системные выходы, а также адаптер для подключения

анализатора к трансформатору. При подключении к трансформатору без системы охлаждения анализатор размещается на вентиле трансформаторного бака, забор масла обеспечивается входящим в конструкцию прибора насосом. При подключении к трансформатору с системой охлаждения и принудительной циркуляцией масла анализатор устанавливается на Т-образном вентиле при возврате масле из системы охлаждения.

Микропроцессорный блок предназначен для работы всего анализатора, а также для передачи выходной информации во внешние системы контроля. Информация о содержании объёмной доли газов (ацетилена, этилена, монооксида углерода и водорода) и объёмной доли воды отображается на передней панели анализатора. Анализатор имеет 4 независимых аналоговых выхода (4-20) мА, цифровые интерфейсы RS 232 и RS 485, передача данных осуществляется по протоколам обмена Ethernet, GSM, MODBUS, DNP.

Анализатор имеет встроенное и внешнее программное обеспечение:

- Встроенное программное обеспечение (ПО) представляет собой микропрограмму, предназначенную для обеспечения нормального функционирования анализатора и управления интерфейсом. Оно реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Программное обеспечение устанавливается в энергонезависимую память в производственном цикле на заводе-изготовителе и в процессе эксплуатации не подлежит изменению;

- Внешнее программное обеспечение программа HydroSoft на базе Windows предназначено для считывания результатов измерений.

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» согласно Р 50.2.077-2014.

5 СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ОРУ, КРУЭ И КРУН

5.1 Система мониторинга выключателей ОРУ 220 кВ

Для оперативного контроля технического состояния и диагностики дефектов высоковольтных выключателей ОРУ 220 кВ выбираю систему мониторинга марки **BDM (Breaker Diagnostics and Monitoring System)**.

При создании системы мониторинга марки BDM были учтены основные особенности выключателей:

- Диагностика состояния производится только в моменты коммутаций, то есть в моменты времени, длящиеся доли секунды.
- Контроль состояния главных контактов может производиться только косвенными методами, т. к. они всегда находятся под напряжением.
- Высоковольтный выключатель состоит из двух подсистем – изоляционной и электромеханической. Поэтому приходится использовать несколько взаимодополняющих диагностических методов.
- Стоимость высоковольтных выключателей сравнительно невелика, поэтому экономически целесообразная система мониторинга не может быть сложной и дорогой.

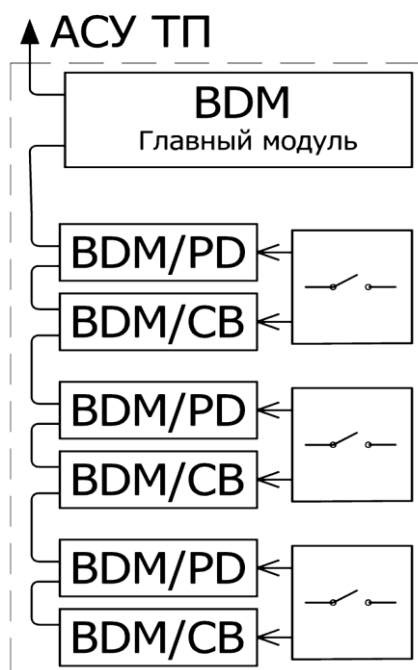


Рисунок 10 – Принципиальная схема подключения системы BDM

Система марки BDM является элементом единой комплексной системы мониторинга подстанции. Оценка технического состояния выключателей в системе мониторинга марки BDM производится четырьмя методами диагностики[31]:

1. Контроль состояния изоляции выключателя, секций шин и подходящих линий, кабельных или воздушных. Диагностика производится на основе измерения и анализа частичных разрядов.

2. Контроль работы привода выключателя. Производится по графикам изменения токов соленоидов управления и динамическим ударам в приводе.

3. Анализ разновременности работы главных контактов по фазам. Производится по графикам изменения фазных токов.

4. Контроль технологических параметров, набор которых зависит от типа контролируемого выключателя.

По результатам работы всех диагностических подсистем BDM экспертной программой формируется итоговое заключение, определяющее текущее техническое состояние выключателя.

Система мониторинга марки BDM является модульной и собирается из трех основных элементов:

1. Главный модуль BDM
2. Диагностический модуль BDM/PD
3. Диагностический модуль BDM/CB

Главный модуль BDM осуществляет управление и сбор информации от диагностических модулей. Он может быть с экраном, для автономной установки, и без экрана, когда система BDM подключается к АСУ ТП предприятия.

Поставка системы BDM для мониторинга выключателей включает в себя один главный модуль и набор модулей BDM/PD и BDM/CB по количеству контролируемых выключателей.

Все модули системы BDM подключаются к главному модулю BDM при помощи одного кабеля. По этому кабелю идет обмен информацией и

осуществляется питание модулей от общего блока питания, расположенного в главном модуле.

Диагностический модуль BDM/PD предназначен для контроля состояния изоляции выключателей, ячеек РУ и подходящих кабельных линий электропередач по частичным разрядам.



Рисунок 11 – Внешний вид модулей BDM/PD и PDM/PD

Для регистрации частичных разрядов в модуле используются датчики трех типов, работающие в разных диапазонах частот. Это связано с тем, что различные дефекты в высоковольтной изоляции разных типов неодинаково проявляются в разных диапазонах частот.

Два датчика частичных разрядов диапазонов частот СВЧ и ВЧ располагаются внутри радиопрозрачного корпуса модуля и регистрируют электромагнитное излучение. Акустический датчик частичных разрядов может как располагаться на крышке модуля, так и быть выносным.

Для обеспечения необходимой универсальности конфигурации в модули системы BDM встроена экспертная программа для оценки состояния и выявления дефектов. Работа этой экспертной программы базируется на основе анализа распределения зарегистрированных частичных разрядов относительно синусоиды питающей сети во всех трех диапазонах частот.

Программа позволяет:

- Эффективно отстраиваться от высокочастотных помех, что дополняет технические средства.

- Выявлять типы дефектов в изоляции оборудования на основании анализа время частотных распределений частичных разрядов.

Используемые в базе экспертной системы характерные распределения ЧР соответствуют трем наиболее часто встречающимся дефектам в изоляции:

1. Коронный разряд на проводнике с высоковольтным потенциалом.
2. Дефект внутри высоковольтной изоляции.
3. Плавающий потенциал внутри изоляции.

Для повышения информативности в состав BDM/PD дополнительно входит пирометр. Этот дистанционный датчик температуры может монтироваться на внешней крышке модуля BDM/PD, тогда он будет контролировать общую температуру внутри ячейки РУ.

Датчик температуры может быть внешним, для чего он поставляется в отдельном корпусе вместе с акустическим датчиком частичных разрядов. Это позволяет контролировать температуру и разрядную активность в любой зоне ячейки РУ.

Диагностический модуль BDM/СВ предназначен для контроля состояния высоковольтных выключателей.



Рисунок 12 – Внешний вид модуля BDM/СВ

В состав программного обеспечения этого модуля входит экспертная система, в которой реализовано несколько «on-line» методов контроля коммутационного оборудования:

- Анализ графика мощности электродвигателя для контроля состояния привода выключателя.
- Анализ графиков токов соленоидов управления для контроля состояния привода включения и выключения выключателя.
- Контроль динамических и вибрационных процессов при коммутации. Производится при помощи встроенного датчика вибрации.
- Определение времени замыкания и размыкания контактов фаз. Определяется по графикам токов в фазах выключателя.
- Контроль величин фазных токов в момент отключения – контроль мощности, суммарно отключенной выключателем.

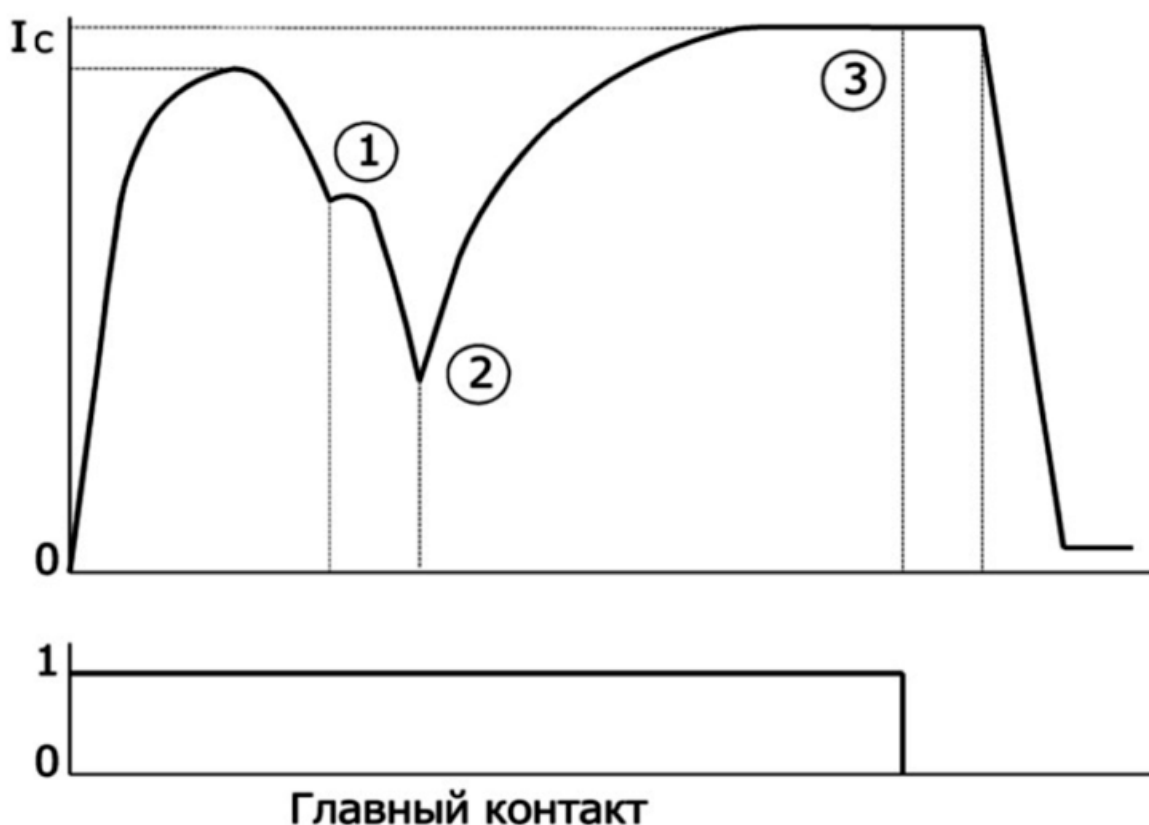


Рисунок 13 – График изменения тока соленоида отключения

На приведенном графике выше можно выделить характерные точки, важные для диагностики состояния выключателя:

- 0 – появление тока в соленоиде;
- 1 – срабатывание фиксатора пружины;
- 2 – начало движения контактов выключателя;
- 3 – момент отключения главных контактов.

При первых включениях и отключениях выключателя в памяти модуля BDM/CB формируются усредненные базовые кривые. В дальнейшем текущие графики изменения токов сравниваются с базовыми. Если выявляются амплитудные или временные отличия, это говорит об изменениях в работе привода выключателя.

Для регистрации графиков токов соленоидов и нагрузки выключателя используются датчики тока марки CSS, разработанные для этого фирмой DIMRUS.

Это накладные AC/DC датчики с изолированным корпусом, при установке которых не нужно разрывать цепи управления выключателем. Монтаж датчиков на проводниках контролируемой цепи осуществляется при помощи нейлоновых стяжек.



Рисунок 14 – Внешний вид датчика тока марки CSS

Датчики тока CSS выпускаются в трех модификациях, на 10, 50 и 100А, различающихся величиной максимальных регистрируемых токов. Все они имеют одинаковые внешние размеры и параметры подключения к модулю, а различаются только цветом корпуса.

В состав поставки системы BDM в зависимости от марки выключателя может быть включено до 6 датчиков тока марки CSS:

- Контроль графиков токов соленоидов привода – 2 шт.
- Контроль графика тока электродвигателя – 1 шт.
- Контроль токов нагрузки в фазах – 3 шт.

Модули BDM/СВ для контроля состояния выключателя устанавливаются в релейных отсеках РУ в месте расположения цепей управления выключателем.

При помощи системы BDM можно контролировать техническое состояние разных модификаций высоковольтных выключателей – маслонаполненных, воздушных, вакуумных и элегазовых. Это возможно потому, что основные принципы мониторинга их состояния примерно одинаковые.

5.2 Система мониторинга КРУЭ 110 кВ

Для непрерывного контроля технического состояния КРУЭ 110 кВ выбираю систему мониторинга марки «GIS-DM» (Gas Insulated System - Diagnostic Monitor).



Рисунок 15 – Внешний вид модуля GIS-DM

Оценка технического состояния оборудования производится на основе анализа частичных разрядов в изоляции, зарегистрированных в СВЧ диапазоне частот. Этот способ регистрации частичных разрядов является наиболее чувствительным, и эффективным способом диагностики дефектов в высоковольтной изоляции[32].

5.2.1 Описание системы мониторинга марки «GIS-DM»

Основным прибором в комплектации «GIS-DM» является «PDA analyzer HF/UHF», в котором реализован набор самых современных средств и методов отстройки от внешних помех. Благодаря встроенной в прибор экспертной системе «PD-Expert», автоматически производится оценка не только уровня частичных разрядов, но и определяется тип дефекта. По всем каналам регистрации ЧР измерение производится одновременно, за счет анализа схемы установки датчиков и разновременности регистрации импульсов в разных каналах прибора можно установить место дефекта.

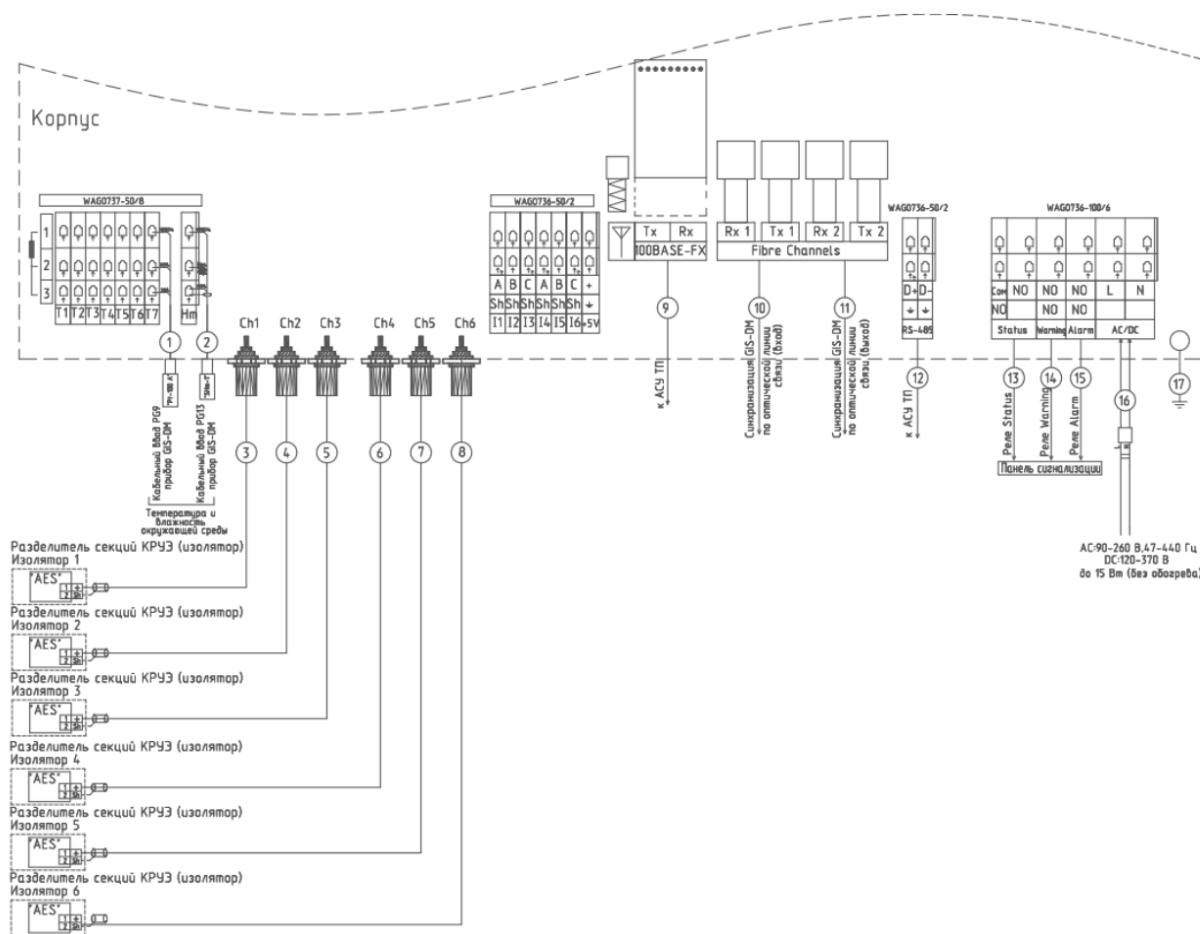


Рисунок 16 – Пример типовой схемы подключений комплекта GIS-DM

Важным достоинством прибора является сохранение всех исходных данных, за счет чего, после уточнения механизмов фильтрации в процессе эксплуатации прибора, новые алгоритмы могут быть применены к данным, полученным до уточнения.

Опционально прибор может быть дополнен каналами регистрации температуры, влажности, тока, которые могут быть использованы для регистрации дополнительных параметров, прямо или косвенно определяющих состояние изоляции.

Прибор «PDAnalyzer HF/UHF» имеет 3 реле и 7 светодиодов, описывающих состояние прибора:

1. Реле:

1.1. Реле состояния прибора (Status). После включения прибор переходит в режим тестирования и проверки входных каналов. Если все проверки выполнены, и прибор перешел в режим мониторинга включается реле Status. Реле постоянно включено при нормальном режиме работы прибора. При возникновении ошибки и при выключении прибора контакты реле переключаются в исходное положение.

1.2. Реле тревожного состояния измеряемых параметров (Warning). Реле замыкается при превышении контролируемыми параметрами порога тревожного состояния и не достижении порога аварийного состояния по любому из каналов. Реле отключается при снижении значений параметров ниже порога тревожного состояния или при превышении порога аварийного состояния.

1.3. Реле аварийного состояния измеряемых параметров (Alarm). Реле замыкается при превышении порога аварийного состояния по любому из каналов. Одновременно загорается красный светодиод на панели прибора. Реле отключается при снижении значения параметра ниже порога.

2. Светодиоды:

2.1. Светодиод «Состояние прибора» («Status», зеленый). Горит постоянно при нахождении прибора в режиме мониторинга. Часто (примерно 2 раза в секунду) включается / отключается при ошибке или неисправности

прибора. Медленно (примерно раз в 2 секунды) включается / отключается во время регистрации замера. Не горит – прибор выключен или неисправен.

2.2. Светодиоды «Аварийное состояние» (красные, по одному на канал). Горят постоянно при превышении установленного аварийного порога.

Прибор «PDAnalyzer HF/UHF» не имеет органов управления, поэтому вся настройка осуществляется при помощи переносного или стационарного компьютера.

Все совершенные измерения сохраняются в памяти прибора, после ее заполнения прибор начнет удалять самые «старые» измерения.

Для оптимизации использования пространства внутренней памяти прибора и увеличения скорости передачи данных используются алгоритмы архивации, что приводит к увеличению продолжительности сохранения результатов измерения и, как следствие, к увеличению минимального интервала между измерениями.

Для регистрации частичных разрядов в элегазовом оборудовании используются датчики «ACS» и «AES»[33]:

- Высокочастотный датчик марки «ACS» представляет собой электромагнитную антенну, которая встраивается внутрь элегазового оборудования. Датчик данного типа обычно монтируется на внутренней стороне крышек уже имеющихся в конструкции КРУЭ технологических люков. Обычно монтаж этих датчиков выполняется на заводе – производителе элегазового оборудования на этапе его изготовления. Устанавливать датчики марки «ACS» на уже эксплуатируемом оборудовании достаточно сложно.

- «Внешний» датчик частичных разрядов марки «AES», который монтируется на внешней поверхности КРУЭ, в зоне стыка двух трубчатых корпусов между собой через изоляционную прокладку (insulating spacer), одновременно выполняющую роль внутреннего поддерживающего высоковольтного изолятора. Датчик «AES» регистрирует электромагнитные импульсы, которые выходят изнутри элегазовых объемов через эти радиопрозрачные прокладки, разделяющие отдельные корпуса КРУЭ. Такой

внешний датчик достаточно легко монтируется как на новом, так и на уже работающем оборудовании.



Рисунок 17 – Внешний вид датчика марки «ACS»



Рисунок 18 – Внешний вид датчика марки «AES»

Оба типа этих высокочастотных датчиков частичных разрядов подключаются к измерительному прибору системы мониторинга «GIS-DM» при помощи специальных коаксиальных кабелей. Длина таких кабелей не может быть очень большой из-за возможного существенного затухания в них

сверхвысокочастотных сигналов, что в конечном итоге снижает общую чувствительность системы мониторинга.

Наиболее существенными отличительными особенностями «GIS-DM» являются:

- Проведение синхронной регистрации импульсов частичных разрядов одновременно по всем шести каналам прибора. Использование такого режима дает возможность не только выявить наличие дефектов в изоляции, но и провести оперативную локацию мест их возникновения в КРУЭ.

Основным способом для этого является определение разницы во времени прихода импульса ЧР к двум датчикам регистрации ЧР в КРУЭ. Благодаря этому уменьшается общее количество датчиков, которые необходимо смонтировать на контролируемом оборудовании.

- Регистрация сигналов частичных разрядов в каждом измерительном канале прибора «GIS-DM» производится сразу в двух частотных диапазонах – ВЧ и СВЧ, т. е. перекрывая широкий диапазон частот от 50 кГц до 1 ГГц. Это позволяет одинаково успешно регистрировать как сверхвысокочастотные импульсы, возникшие внутри оборудования, в непосредственной близости от измерительного датчика, так и более низкочастотные импульсы, возникшие на большем удалении от датчика.

Программное обеспечение мониторинга и диагностики «GIS-DM» позволяет:

- Проводить дополнительную цифровую обработку зарегистрированной информации с целью еще более эффективной отстройки от помех. При этом используются различные методы оценки цифровых параметров импульсов, амплитудное сравнение импульсов с разных датчиков, метод контроля разновременности прихода импульсов, обычно называемый в литературе методом «time of arrival». Имеется возможность программной локализации места возникновения дефекта по разнице времени прихода импульсов к каждому датчику.

- Осуществлять не просто регистрацию наличия ЧР в изоляции элегазового оборудования, но и определять тип и степень развития дефекта в изоляции. Для этого используется экспертная система «PD-Expert». При помощи этой системы, на основании сравнения зарегистрированной информации с базой «образов дефектов», хранящейся в памяти, производится определения типа дефекта в изоляции КРУЭ, что позволяет оценить степень его опасности.

- Интегрировать получаемые диагностические заключения в состав глобальных систем мониторинга, позволяющих интегрально оценивать техническое состояние и остаточный ресурс комплекса оборудования. Таким комплексом может быть технологическая цепь, в которую включено контролируемое устройство КРУЭ, вся подстанция, или даже весь путь транзита электроэнергии до потребителя. Примером такого интегрированного программного обеспечения для систем «Smart Grid» является программа «INVA».

5.2.2 Особенности монтажа систем мониторинга марки «GIS-DM» на КРУЭ

Для контроля состояния изоляции одной секции КРУЭ достаточно одного прибора марки «GIS-DM». На рисунке приведен типичный пример установки шести «внешних» датчиков S1-S6 типа «AES» на одной секции элегазового КРУЭ.

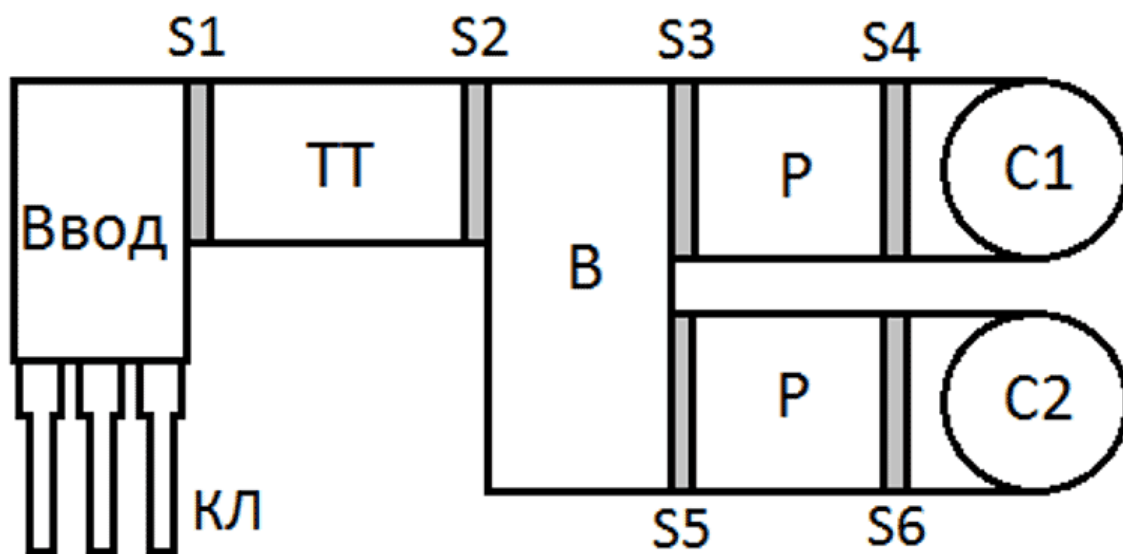


Рисунок 19 - Пример установки датчиков типа «AES» на одной секции КРУЭ

В состав контролируемой элегазовой секции входит корпус кабельных вводов, измерительный трансформатор тока ТТ, выключатель В, два разъединителя Р для коммутации секций шин С1 – С2. При помощи комплекта из шести датчиков S1 – S6 осуществляется контроль состояния изоляции не только всех элементов КРУЭ и локация места возникновения дефектов, но и производится контроль состояния изоляции высоковольтных кабельных линий.

К измерительному прибору системы «GIS-DM» могут быть подключены как датчики частичных разрядов марок «CDR-S» и «RFCT», так и, при необходимости, датчики температуры. Это дает возможность одним универсальным измерительным прибором, дополнительно к контролю КРУЭ, контролировать частичные разряды в изоляции высоковольтных кабельных линий, подключенных к ячейке КРУЭ. При этом можно регистрировать рефлектограммы распространения импульсов от частичных разрядов вдоль кабельной линии, что дает возможность локализовать место возникновения дефекта в работающем кабеле.

5.2.3 Интегрирование приборов «GIS-DM» в комплексные системы мониторинга подстанций

В случае создания систем мониторинга «больших» и сложных КРУЭ приходится использовать несколько регистрирующих приборов марки «GIS-DM», что требует наличия технических и программных возможностей для такого объединения.

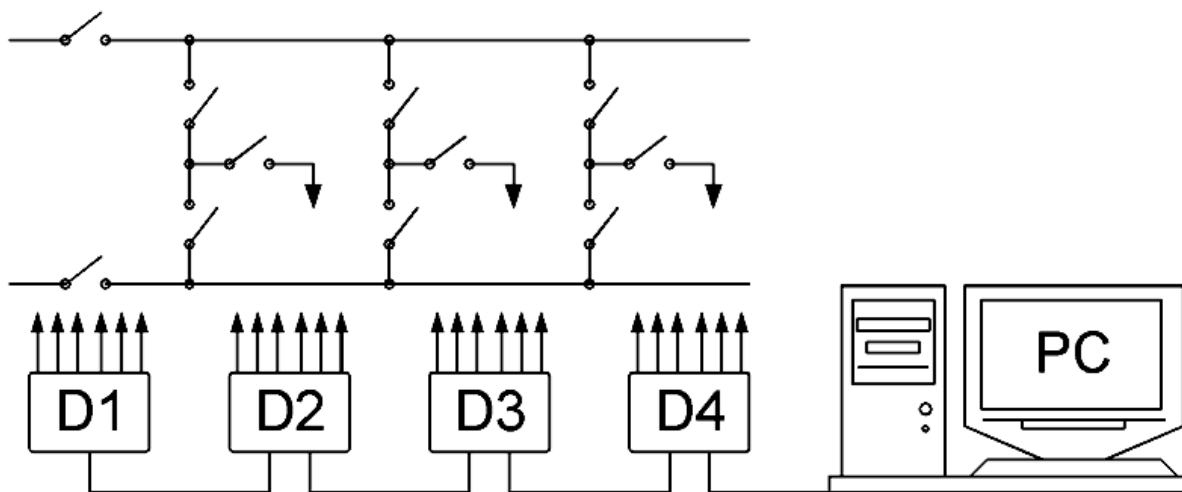


Рисунок 20 – Пример объединения нескольких систем мониторинга

Основными требованиями, обеспечивающими интегрирование нескольких приборов в единую систему мониторинга, являются:

- Синхронизации процессов регистрации импульсов частичных разрядов во всех измерительных приборах по оптической линии связи, что дает возможность лучше отстраиваться от помех и проводить «глобальную» локацию места возникновения дефектов в изоляции.
- Объединение всей первичной информации от всех приборов по линии связи на общем компьютере системы мониторинга, что дает возможность проводить комплексный анализ всех зарегистрированных в КРУЭ импульсов частичных разрядов.
- Все эти диагностические функции возможны благодаря наличию в приборах синхронизации по оптической линии, с точностью до наносекунды, или с точностью до десятков наносекунд при использовании сигналов системы глобального позиционирования GPS/GLONASS.

5.3 Система мониторинга КРУН 35 кВ

Для постоянного контроля наличия напряжения на шинах КРУ 35 кВ и мониторинга технического состояния изоляции шин КРУ под рабочим напряжением методом частичных разрядов выбираю интеллектуально-диагностическое реле «IDR-10».

Оценка технического состояния изоляции высоковольтного оборудования осуществляется на основе измерения и анализа распределения частичных разрядов. Данный метод оперативной диагностики состояния изоляции является универсальным и очень чувствительным, позволяющим выявлять дефекты в изоляции на самых ранних стадиях их развития[34].

Присоединение производится при помощи специализированных емкостных датчиков - «конденсаторов связи» - выполненных в форме опорного изолятора, устанавливаемых вместо существующих опорных изоляторов. Датчики могут различаться в зависимости от класса напряжения.

При помощи встроенных в реле «IDR-10» алгоритмов производится расчет интегральной мощности разрядов, что более точно отражает опасность

выявленного дефекта. Это позволяет точнее настраивать порог срабатывания выходного реле.

Уникальной возможностью «IDR-10» является автоматизированное экспертное определение типа дефекта, выявленного в изоляции. Для этого результаты измерений частичных разрядов обрабатываются при помощи встроенной экспертной системы «PD-Expert», распознающей образ дефекта. Также производится версия реле со встроенной экспертной системой.

Прибор имеет три семи-сегментных индикатора, девять светодиодов и три клавиши, этого достаточно, чтобы настраивать прибор и контролировать показания без подключения переносного компьютера.



Рисунок 21 – Внешний вид прибора IDR-10 с датчиками

Достоинством работы реле «IDR-10» является также то, что оно выполняет стандартные функции индикатора наличия напряжения на контролируемых шинах. При помощи свечения трех светодиодов реле показывает наличие высокого напряжения в фазах даже при отсутствии оперативного напряжения питания.

5.3.1 Режимы работы светодиодов и реле прибора

Прибор «IDR-10» имеет 9 светодиодов, описывающих состояние прибора:

1. Группа светодиодов «высокое напряжение» индицируют наличие напряжения в соответствующей фазе. Индикация наличия напряжения работает независимо от наличия напряжения питания прибора или режима работы прибора.

2. Светодиод состояния прибора («Status», «Норма», зеленый). Горит постоянно при нормальном состоянии прибора, если не превышен порог ухудшенного или предаварийного состояния. Мерцает часто (0,5 Гц) при ошибке или неисправности прибора.

3. Светодиод ухудшенного состояния («Warning», «Тревога», желтый). Горит постоянно при превышении контролируемым параметром ЧР порога ухудшенного состояния и недостижении предаварийного. При превышении предаварийной границы – отключается.

4. Диод предаварийного состояния («Alarm», «Авария», красный). Горит постоянно при превышении контролируемым параметром ЧР установленного порога предаварийного состояния.

5. Группа светодиодов «Интенсивность частичных разрядов», расположенная слева от семи-сегментных индикаторов (три светодиода, работающих отдельно для каждой фазы). Горящий светодиод показывает к какой фазе относится значение контролируемого параметра, выведенного в данный момент на индикаторы прибора.

Кроме того, прибор «IDR-10» имеет одно реле, которое замыкается при превышении контролируемым параметром ЧР предаварийной границы, и размыкается, когда контролируемый параметр опустится ниже границы. При помощи компьютера прибор может быть настроен так, чтобы реле замыкалось при превышении границы ухудшенного состояния и/или размыкалось через определенный интервал времени.

5.3.2 Датчики

Наиболее типичный датчик, используемый с прибором, датчик марки СС, являющийся емкостным опорным изолятором.

Основное назначение измерительных конденсаторов связи марки «СС» (Coupling Capacitor) – регистрация частичных разрядов в высоковольтных цепях. Конденсаторы связи марки «СС» монтируются рядом с контролируемым оборудованием и являются единственным типом датчиков, которые непосредственно и гальванически подключаются к высоковольтным цепям[35].



Рисунок 22 – Внешний вид конденсаторов связи марки «СС»

Высоковольтный измерительный конденсатор связи представляет собой набор достаточно большого количества последовательно включенных конденсаторов, что необходимо для получения высокого рабочего напряжения. Обычно такой интегральный конденсатор является верхним плечом емкостного делителя напряжения. Нижнее плечо измерительного делителя может быть смонтировано непосредственно внутри конденсатора связи, а чаще всего

является внешним дополнительным элементом. Иногда в качестве нижнего плеча делителя напряжения могут быть использованы входные цепи измерительного прибора.

Величина выходного напряжения измерительного конденсатора связи не зависит от частоты регистрируемых импульсов, если и в нижнее плечо высоковольтного делителя также включается конденсатор. Если в качестве нижнего плеча высоковольтного делителя используется активное сопротивление, то выходное напряжение с такого «емкостно – активного» делителя станет частотно зависимым: оно будет возрастать с увеличением частоты регистрируемых импульсов.

Если же в нижнем плече делителя напряжения с измерительным конденсатором связи использовать индуктивность, то выходное напряжение такого делителя будет еще более сильно возрастать с увеличением частоты регистрируемого сигнала, чем при использовании для этих целей активного сопротивления. При использовании в качестве второго плеча делителя R или L существует вероятность повреждения измерительной аппаратуры от воздействия высокочастотных перенапряжений. Это накладывает повышенные требования к системам защиты этих датчиков.

Надежность работы измерительного конденсатора связи во многом зависит от качества и стабильности диэлектрика используемых элементарных конденсаторов, к качеству которого предъявляются жесткие требования по стойкости во всех режимах работы. Критическими, с точки зрения обеспечения надежности работы конденсатора, являются не рабочие режимы, а аномальные режимы, когда на него происходит воздействие высокочастотных импульсных перенапряжений, и испытательные режимы, во время которых к конденсатору прикладываются повышенные переменные или постоянные напряжения.

Вторым параметром, влияющим на надежность работы конденсатора связи, является длина поверхностных путей утечки, величина которого является критическим параметром для работы всех высоковольтных изоляторов.

Внутри измерительного конденсатора связи обычно отсутствуют встроенные элементы защиты, что делается для обеспечения универсальности его практического применения. По этой причине при проведении измерений частичных разрядов с использованием таких датчиков, подключенных к высокому напряжению, необходимо обязательно соблюдать ряд условий, предназначенных для обеспечения надежной работы и безопасности персонала:

- «Нижний» вывод конденсатора связи должен быть надежно закреплен на металлическом заземленном основании, или же надежно заземлен проводником необходимого сечения (не менее 2,5 мм²). Вся цепь заземления конденсатора связи должна легко визуальнo контролироваться.

- Подключение конденсатора связи к высоковольтным цепям должно производиться проводником сечением не менее 20 мм², что делается для максимального снижения уровня паразитных коронных разрядов. Наличие и тип внешней изоляции этого соединительного проводника определяются условиями его прокладки внутри контролируемого оборудования.

- На входе измерительного прибора, к которому подключается конденсатор связи, обязательно должны быть предусмотрены надежные средства защиты от мощных высокочастотных высоковольтных импульсов, желательно дублированные. Такие опасные импульсы могут возникнуть в контролируемом высоковольтном оборудовании при коммутационных процессах, или же могут быть наведены в оборудование извне.

Измерительные конденсаторы связи различных марок могут быть использованы для регистрации частичных разрядов:

- в электрических генераторах, электродвигателях;
- в высоковольтных выключателях;
- в ячейках КРУ и подходящих к ним кабельных линиях;
- в силовых трансформаторах на стороне НН (6 ÷ 35 кВ).

Наиболее важными параметрами измерительного конденсатора связи являются:

- номинальное рабочее напряжение;

- испытательное напряжение и условия его приложения;
- величина емкости конденсатора;
- тип диэлектрика, определяющий температурный диапазон работы конденсатора.

Наиболее важные сравнительные характеристики конденсаторов связи различного типа, производимых фирмой «DIMRUS», и область их предпочтительного применения приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Характеристики конденсаторов связи «СС»

Параметры	СС-XX/I	СС-XX/M	СС-XX/U
Емкость, пФ	20, 15, 10	80	800, 400
Номинальное напряжение, кВ	12, 24, 36	10, 20	12, 36
Рабочая температура, °С	-25 ÷ +55	-40 ÷ +80	-40 ÷ +70
Область применения	Приборы марки IDR	Генераторы, моторы, КРУ	Генераторы, моторы, КРУ

Общие рекомендации для выбора измерительных конденсаторов связи:

- Конденсаторы связи марки «СС-XX/I» с малой емкостью предназначены для использования в качестве комплексных датчиков частичных разрядов и наличия высокого напряжения на шинах КРУ в реле контроля изоляции высоковольтного оборудования марки «IDR».

- Конденсаторы связи марки «СС-XX/M» с емкостью 80 пФ изготавливаются с использованием высококачественного слюдяного диэлектрика и применяются, в основном, для регистрации частичных разрядов в изоляции статоров высоковольтных электрических машин различного типа.

- Конденсаторы связи марки «СС-XX/R» изготавливаются с использованием набора современных конденсаторов с ленточным диэлектриком и, благодаря повышенной емкости, имеют более высокую чувствительность к

регистрируемым частичным разрядам. Конденсаторы связи этой марки имеют универсальное применение.

5.3.3 Организация мониторинга изоляции КРУ при помощи реле «IDR-10»

В качестве датчиков частичных разрядов в КРУ используются емкостные делители напряжения (конденсаторы связи – опорные изоляторы), устанавливаемые в настоящее время на шинах всех новых КРУ. Если такие датчики в КРУ не установлены, то их легко можно смонтировать на месте трех опорных изоляторов сборных шин, так как такие датчики выполняют все функции опорных изоляторов, имеют те же размеры и форму.

Измерительный прибор «IDR-10» монтируется на лицевой панели КРУ. Три светодиодных индикатора реле показывают наличие напряжения на шинах КРУ, соответствие номинальному диапазону отклонений напряжения. Интенсивность частичных разрядов показывается при помощи цифрового индикатора. При превышении аварийного уровня разрядов производится включение пороговых светодиодов и выходного электромагнитного реле.

Если на шинах КРУ прибором «IDR-10» будет выявлен повышенный уровень частичных разрядов, то место их возникновения можно определить более точно, если последовательно отключать или включать ячейки КРУ, контролируя уровень частичных разрядов.

6 ОСОБЕННОСТИ ЦИФРОВИЗАЦИИ

6.1 Синхронизация единого времени

Синхронизация времени в промышленных сетях необходима для согласования работы устройств и приложений, осуществляющих обработку данных в режиме реального времени. Помимо этого, синхронизация требуется в системах мониторинга и управления с целью протоколирования возникающих событий и своевременного реагирования на них.

В зависимости от решаемых задач, могут потребоваться разные уровни точности синхронизации времени. Так одной из наиболее чувствительных к точности времени систем является система автоматизации на энергетических подстанциях. Современная система автоматизации подстанции описана в стандарте МЭК 61850, в котором указано, что точность синхронизации времени на шине процессов должна быть не хуже 1 мкс.

6.1.1 Методы синхронизации времени

Существует несколько методов синхронизации времени[36]:

1. Односторонний метод
2. Двусторонний метод



Рисунок 23 - Односторонний метод синхронизации времени

Часы Master отправляют информацию о времени на часы Slave. Последние используют полученные данные, учитывая задержку на передачу информации, для синхронизации времени. Задержка может быть измерена или рассчитана. Данный метод может быть использован только в тех системах, где сеть передачи данных и путь от часов Master к часам Slave не меняются, в противном случае

при синхронизации времени будет неверно учтена задержка. При использовании этого метода следует учесть, что в любой системе могут возникнуть какие-либо помехи и шумы, которые повлияют на время передачи информации от мастера, но, так как связь односторонняя, отследить дополнительные задержки невозможно.



Рисунок 24 - Двусторонний метод синхронизации времени

Данный метод использует двустороннее соединение между часами Master и Slave. Это необходимо, чтобы динамически определять задержку на передачу данных при синхронизации по сети. Master и Slave обмениваются сообщениями с метками времени, после чего рассчитывается задержка, которая учитывается при синхронизации времени на устройствах.

Помимо отличий в методах синхронизации, разделяют еще и типы сетевых инфраструктур.

6.1.2 Типы сетевых инфраструктур

В выделенной сети для синхронизации времени используют выделенную линию передачи данных. В такой сети используют методы синхронизации времени 1PPS и IRIG-B.

В конвергентной сети синхронизация времени происходит по тем же каналам, по которым передается весь остальной трафик системы. Для подобных систем используют протоколы синхронизации времени NTP, SNTP и PTP.

Кроме того, в отдельную группу можно отнести системы синхронизации от орбитальных спутников – например, GPS/ГЛОНАС.

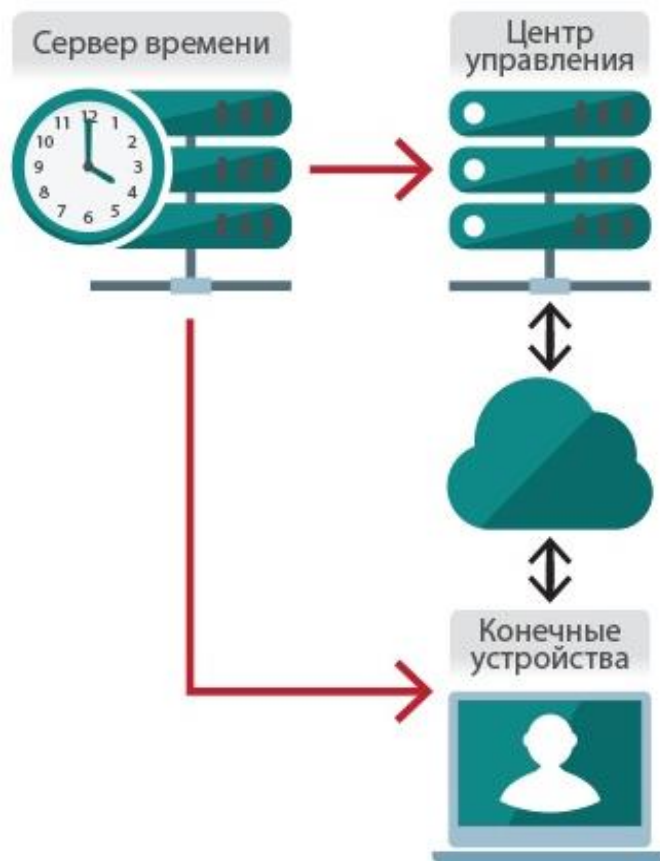


Рисунок 25 – Схема выделенной сети



Рисунок 26 – Схема конвергентной сети

Таблица 3 – Параметры протоколов синхронизации

Протокол синхронизации	Точность	Метод синхронизации	Сеть
GPS	< 1 мкс	Односторонний	Беспроводная
1PPS	< 1 мкс	Односторонний	Отдельная проводная
IRIG-B	10 мкс – 1 мс	Односторонний	Отдельная проводная
NTP	0,5 – 100 мс	Двусторонний	Сеть Интернет
SNTP	1 – 50 мс	Двусторонний	Локальная сеть
RTP	< 1 мкс	Двусторонний	Локальная сеть

6.1.3 Способы синхронизации времени

Рассмотрим, что представляет собой каждый из способов синхронизации времени.

- **GPS (Global Positioning System)** – Глобальная система позиционирования. Синхронизация времени осуществляется во время определения местонахождения устройства, оснащенного GPS-приёмником. Для этого устройство ловит сигнал со спутников, установленных на околоземной орбите. Каждый из спутников имеет атомные часы, за счет чего система GPS обеспечивает хорошую точность. Минусом данного метода является необходимость в GPS-антенне, сигнал от которой может быть нестабильным.

- **1PPS (1 pulse per second)** – Сигнал 1PPS не содержит метки времени. Master-устройство посылает 1 импульс в секунду по отдельной сети: оптоволоконной линии, витой паре или коаксиальному кабелю. Часы Slave используют этот импульс только для синхронизации начала каждой секунды. Устройства не могут с помощью 1PPS получить информацию по дате и времени, поэтому его чаще всего используют совместно с другими протоколами синхронизации, например NTP.

- **NTP (Network Time protocol)** – Протокол сетевого времени широко распространен в сетях Ethernet и Интернет. Принцип работы NTP основан на многоуровневой системе с множеством источников времени.

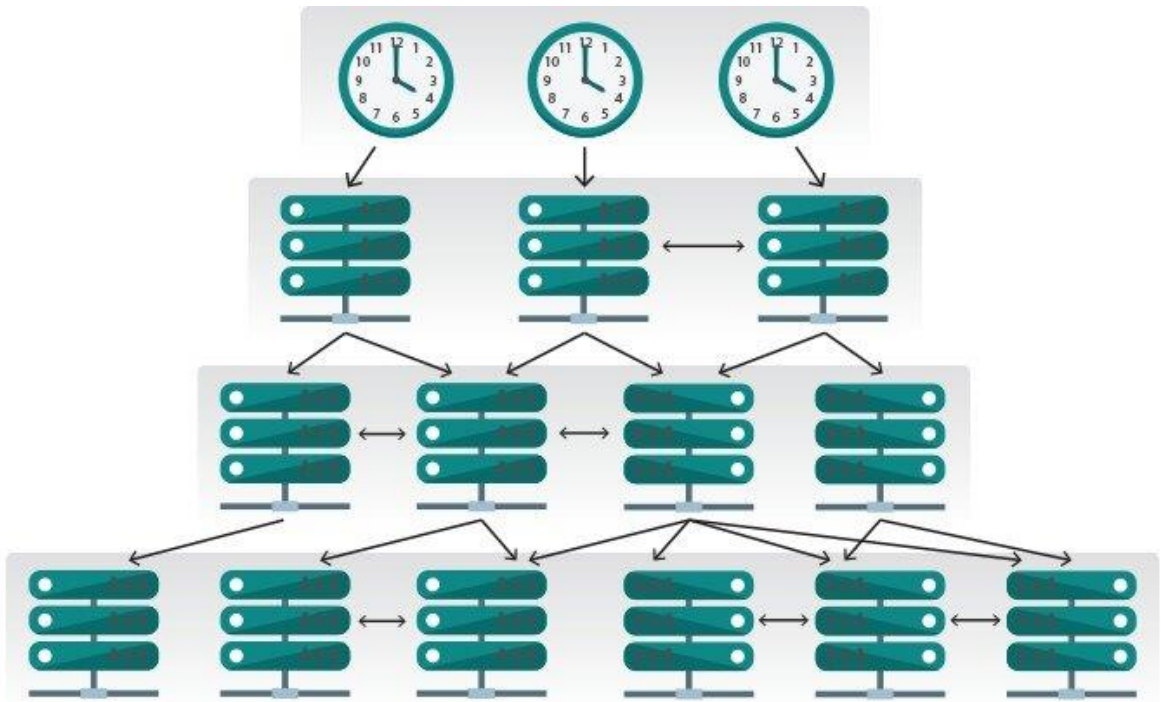


Рисунок 27 – Схема уровень системы NTP

Каждый уровень системы NTP называется слоем и содержит источники времени.

Слой 0 - эталонные часы (например, атомные часы или часы GPS).

Слой 1 - серверы времени, подключённые напрямую к эталонным часам. Часы этого слоя считаются лучшими источниками времени в системе.

Слой 2 - серверы времени, которые синхронизируются с часами слоя 1.

Всего слоев может быть до 16 (часы 16 слоя считаются не синхронизированными). Устройства предыдущего слоя всегда выступают в качестве серверов времени для устройств более низкого слоя. Каждое устройство в такой иерархической системе может получать данные о времени с устройств своего слоя и предыдущего. Полученные данные сравниваются по определенному алгоритму и выбирается наиболее точное время. Подобная развернутая многоуровневая система также позволяет оптимизировать трафик и нагрузку на устройства в сети.

- **IRIG-B (Inter Range Instrumentation Group)** – С помощью данной технологии передается информация о дате и времени вместе с импульсным сигналом синхронизации. IRIG-B используют выделенную сеть для передачи

информации. Сеть может быть построена на оптическом волокне, витой паре или коаксиальном кабеле.

- **SNTP (Simple Network Time Protocol)** – Простой протокол сетевого времени. Применяется в локальных сетях для некритичных ко времени приложений. Формат сообщений, которыми между собой обмениваются устройства в системах SNTP и NTP, идентичен, поэтому протоколы совместимы друг с другом. В отличие от NTP, у SNTP нет сложных алгоритмов сравнения и выбора наилучшего сервера времени, поэтому устройство может быть синхронизировано только с одним сервером времени, и, если данные на сервере ошибочные, то конечное устройство не узнает об этом.

6.1.4 Протокол точного времени РТР

Для систем, которым не хватает точности синхронизации, предоставляемой протоколами NTP/SNTP, был разработан стандарт IEEE 1588 v2. Данный стандарт описывает протокол точного времени - РТР (Precision Time protocol). РТР предназначен для использования в локальных сетях и гарантирует высокую точность синхронизации.

Протокол РТР может быть реализован на программном или аппаратном уровне устройства. Наиболее точной является реализация на аппаратном уровне. Точность достигается за счет проставления меток времени сообщений РТР на аппаратном уровне интерфейсов Ethernet.

В стандарте определены алгоритмы выбора главных часов, определения задержек и их компенсация, а также процесс обмена сообщениями.

Типы устройств в системе РТР:

- Гроссмейстерские часы (Grandmaster) – основные часы, по которым синхронизируется время в системе
- Ведущие часы (Master) – часы, которые выступают в качестве источников точного времени для конечных устройств
- Ведомые часы (Slave)– конечные устройства, на которых необходимо осуществить синхронизацию времени по протоколу РТР

- **Граничные часы (Boundary Clock)** – сетевое оборудование (коммутаторы), которое будет выступать в качестве ведомого устройства для гроссмейстерских часов, и источником точного времени для конечных устройств. При этом коммутаторы также должны поддерживать РТР

- **Прозрачные часы (Transparent Clock)** – коммутатор, который только измеряет время прохождения сообщений синхронизации сквозь себя и предоставляет информацию устройствам, которые участвуют в процессе синхронизации времени

В системе РТР может быть несколько источников точного времени, но активным может быть только один. Для выбора гроссмейстера у РТР есть специальный механизм - Best Master Clock Algorithm (BMCA), который гарантирует отказоустойчивость системы РТР. Как только предыдущий гроссмейстер не может выполнять свою роль (например, потеря связи по GPS, сбой в работе самого мастера или потеря связи с системой РТР), то следующие часы, претендующие на роль основного мастера по критериям BMCA, автоматически станут источником точного времени для конечных устройств. Для этого все ведущие часы системы постоянно находятся в режиме прослушивания сообщений, отправленных на широковещательный адрес РТР, и, в случае необходимости, присваивают себе роль гроссмейстера.

Критерии BMCA:

- **Priority 1 Field** – поле первого приоритета. Значения от 0 до 255, устанавливается пользователем. Мастер выбирается по наиболее низкому приоритету (обычно ведущим часам присваивается приоритет ниже 128, а 255 для ведомых устройств);

- **Clock Class** — класс часов. Например, часы с GPS-приемником имеют лучший приоритет в сравнении с часами, выставленными вручную;

- **Clock Accuracy** – точность синхронизации;

- **Clock Variance** – изменения часов (джиттер и отклонения, определяются сложным логарифмическим путем);

- **Source Port ID** – идентификатор порта источника (обычно MAC-адрес);

- Priority 2 Field – поле второго приоритета. Также устанавливается пользователем.



Рисунок 28 - Диаграмма состояний часов в системе

Основные типы сообщений PTP:

- Announce – сообщения содержащие параметры для определения основного мастера системы по алгоритму BMCA;
- Sync — сообщения от ведущих часов, которые передают информацию о времени;
- Follow Up – отправляются ведущими часами сразу после отправки сообщения типа sync. Данные сообщения содержат метку времени отправки

сообщения sync и корректирующее значение. Используются для корректировки значения времени;

- Delay – сообщения, которыми обмениваются ведомые и ведущие устройства, для определения задержки распространения сообщений синхронизации по линиям связи между ними;

PTP подразумевает обмен двусторонними сообщениями с метками времени. На основе полученных меток времени рассчитывается задержка.

PTP может рассчитывать задержку двумя методами:

1. Метод ONE STEP (одношаговый).

PTP подразумевает обмен двусторонними сообщениями с метками времени. На основе полученных меток времени рассчитывается задержка.

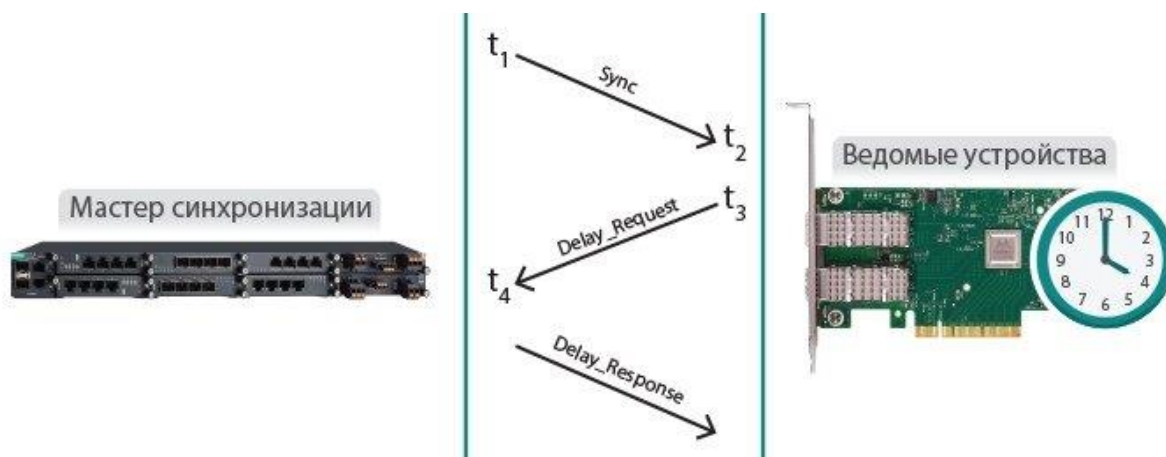


Рисунок 29 – Схематичное описание метода ONE STEP

Метка времени t_2 – это время получения сообщения ведомым устройством. Данный режим работы позволяет уменьшить трафик PTP системы за счет отсутствия сообщений типа follow up.

PTP подразумевает обмен двусторонними сообщениями с метками времени. На основе полученных меток времени рассчитывается задержка

2. Метод TWO STEP (двухшаговый)

Механизм работы такой же как одношаговый, но метка времени t_1 отправляется вторым сообщением follow up сразу после сообщения синхронизации.

В одной РТР-системе могут использовать и одношаговые, и двухшаговые устройства одновременно.

Есть два режима вычисления задержек в системе РТР: End-to-End и Peer-to-Peer. В одной системе лучше использовать одинаковый режим работы для более корректной синхронизации устройств.

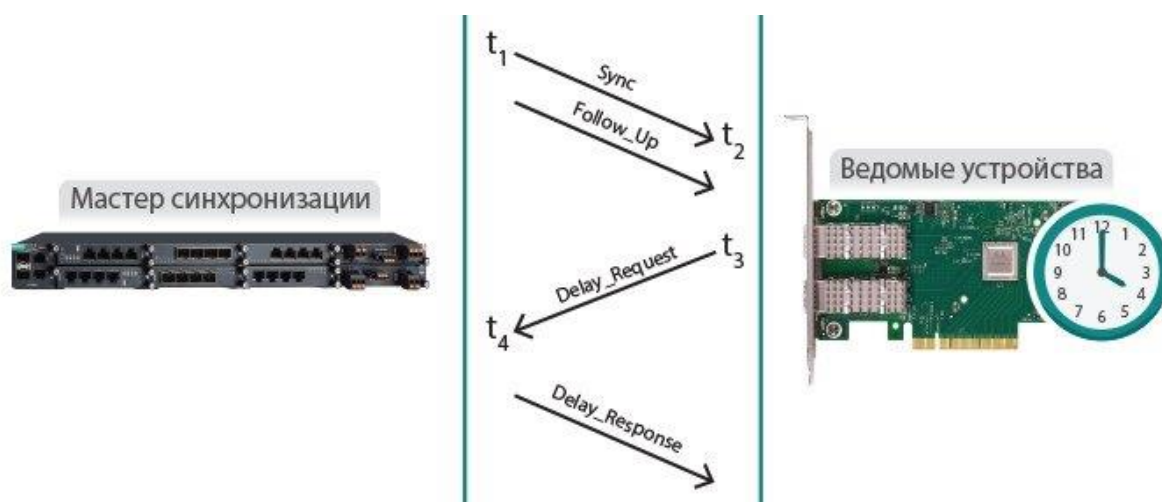


Рисунок 30 – Схематичное описание метода TWO STEP

1. END-TO-END

В данном режиме сетевое оборудование (коммутаторы) работает в режиме прозрачных часов. Задержка измеряется мастером для всего пути от мастера до каждого конечного устройства в отдельности.

- + В топологии могут принимать участия коммутаторы без поддержки РТР.
- Большая нагрузка на основного мастера.

2. PEER-TO-PEER

Все коммутаторы должны поддерживать РТР. В этом случае коммутаторы заранее измеряют задержку каждого своего канала, в следствии чего при перестроении топологии перестроение РТР быстрое.

+ Быстрая адаптация РТР при перестроении топологии. Малая нагрузка на основного мастера.

- В топологии могут принимать участия только коммутаторы с поддержкой РТР.

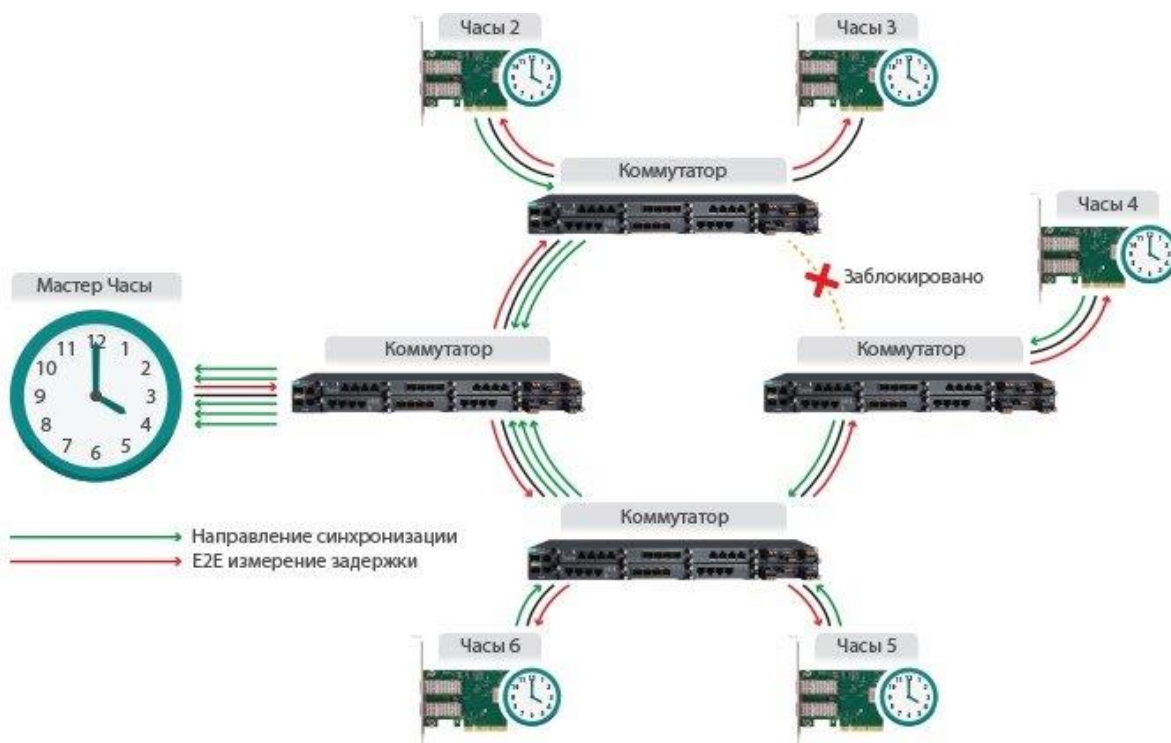


Рисунок 31 – Схема режима вычисления задержек End-to-End

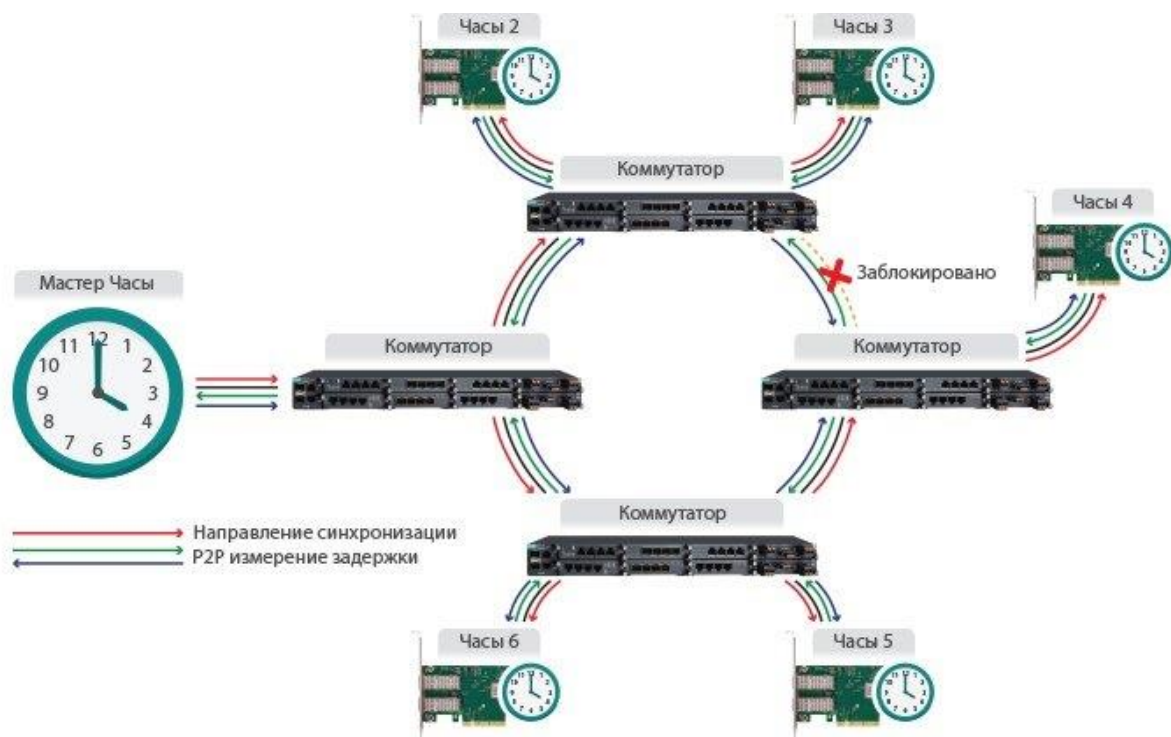


Рисунок 32 – Схема режима вычисления задержек Peer-to-Peer

В стандарте IEEE 1588 v2 описано очень много параметров для системы РТР. Чтобы было проще ориентироваться в них и понимать, какие именно настройки необходимы для той или иной системы, были созданы профили РТР.

Существует отдельный профиль, определяющий синхронизацию РТР для энергетических объектов – Power профиль РТР. Данный профиль гарантирует точность синхронизации до 1 мкс в топологиях с радиусом не более 16 узлов от основного мастера точного времени.

Основные параметры Power профиля:

- Время синхронизации – 1 мкс;
- Сеть – только сеть 2 уровня модели OSI;
- Адресация – Multicast;
- Роли устройств – все, кроме Граничных часов;
- Метод расчёта задержки – одношаговый или двухшаговый;
- Режим работы – Peer-to-Peer;
- Устройства в топологии – Только с поддержкой РТР.

Использование профиля Power Profile на энергетических подстанциях гарантирует полное соответствие требованиям стандарта МЭК 61850 в разрезе синхронизации времени.

6.2 Внедрение протокола MMS

MMS (Manufacturing Message Specification)— протокол передачи данных по технологии «клиент-сервер».

Стандарт МЭК 61850 не описывает протокол MMS. Глава МЭК 61850-8-1 описывает лишь порядок назначения сервисов передачи данных, описанных стандартом МЭК 61850, на протокол MMS, описанный стандартом ИСО/МЭК 9506.

6.2.1 Абстрактные сервисы передачи данных

Одной из основных идей, заложенных в стандарт МЭК 61850, является его неизменность со временем. Для того, чтобы это обеспечить, главы стандарта последовательно описывают сначала концептуальные вопросы передачи данных внутри и между энергообъектами, затем описывается «абстрактный коммуникационный интерфейс» и лишь на заключительном этапе описывается назначение абстрактных моделей на протоколы передачи данных. Таким образом концептуальные вопросы и абстрактные модели оказываются

независимыми от используемых технологий передачи данных (проводные, оптические или радио-каналы), поэтому не потребуют пересмотра, вызванного прогрессом в области технологий передачи данных[37].

Абстрактный коммуникационный интерфейс, описываемый МЭК 61850-7-2, включает в себя как описание моделей устройств (то есть стандартизует понятия «логического устройства», «логического узла», «управляющего блока» и т.п.), так и описание сервисов передачи данных. Главой 7-2 описывается более 60 сервисов, стандартизирующих процедуру установления связи между клиентом и сервером (Associate, Abort, Release), считывания информационной модели (GetServerDirectory, GetLogicalDeviceDirectory, GetLogicalNodeDirectory), считывание значений переменных (GetAllDataValues, GetDataValues и т.д.), передачу значений переменных в виде отчётов (Report) и другие. Передача данных в перечисленных сервисах осуществляется по технологии «клиент-сервер». Например, сервером в данном случае может выступать устройство релейной защиты, а клиентом - SCADA-система. Сервисы считывания информационной модели позволяют клиенту считать с устройства полную информационную модель, то есть воссоздать дерево из логических устройств, логических узлов, элементов и атрибутов данных. При этом клиент получит полное семантическое описание данных и их структуру. Сервисы считывания значений переменных позволяют считать фактические значения атрибутов данных, например, методом периодического опроса. Сервис передачи отчётов позволяет настроить отправку определенных данных при выполнении определенных условий. Одним из вариантов такого условия может быть изменение любого рода, связанное с одним или несколькими элементами из набора данных. Для реализации описанных абстрактных моделей передачи данных в стандарте МЭК 61850 описано назначение абстрактных моделей на конкретный протокол. Для рассматриваемых сервисов таким протоколом является MMS, описанный стандартом ИСО/МЭК 9506.

6.2.2 История MMS

В 1980 году протокол MMS (Manufacturing Message Specification) был разработан для автоматизации автомобильного производства компанией General Motors. Однако широкое распространение протокол получил лишь после того, как был существенно переработан компанией Boeing, после чего получил широкое распространение в автомобильной и аэрокосмической отраслях и стал активно использоваться производителями программируемых логических контроллеров (Siemens, Schneider, Daimler, ABB). В 1990-м MMS был стандартизован как ИСО/МЭК 9506. На сегодняшний день существует вторая редакция этого стандарта от 2003 года.

Задачи, решавшиеся при разработке протокола MMS, были в целом схожи с задачами, которые решаются стандартом МЭК 61850:

- Обеспечение типовой процедуры передачи данных с контроллеров различных типов вне зависимости от их производителя.
- Считывание и запись данных должны осуществляться с использованием стандартных сообщений.

6.2.3 Задачи MMS

MMS определяет:

- Набор стандартных объектов, над которыми совершаются операции, которые должны существовать в устройстве (например: чтение и запись переменных, сигнализация о событиях и т.д.),
- Набор стандартных сообщений, которыми осуществляется обмен между клиентом и сервером для осуществления операций управления,
- Набор правил кодирования этих сообщений (то есть как значения и параметры назначаются на биты и байты при пересылке),
- Набор протоколов (правила обмена сообщениями между устройствами).

Таким образом MMS не определяет прикладных сервисов, которые, определены стандартом МЭК 61850. Кроме того, протокол MMS сам по себе не является коммуникационным протоколом, он лишь определяет сообщения, которые должны передаваться по определенной сети. В качестве коммуникационного протокола в MMS используется стек TCP/IP. Общая

структура применения протокола MMS для реализации сервисов передачи данных в соответствии с МЭК 61850 представлена на рис. 33.

Как уже сказано выше, выбранная достаточно сложная, на первый взгляд, система в конечном счёте позволяет с одной стороны обеспечить неизменность абстрактных моделей (а следовательно, неизменность стандарта и его требований), с другой – использовать современные коммуникационные технологии на базе IP-протокола. Однако следует отметить, что в виду большого количества назначений, протокол MMS является относительно медленным (например, по сравнению с GOOSE), поэтому его применение для приложений реального времени нецелесообразно.

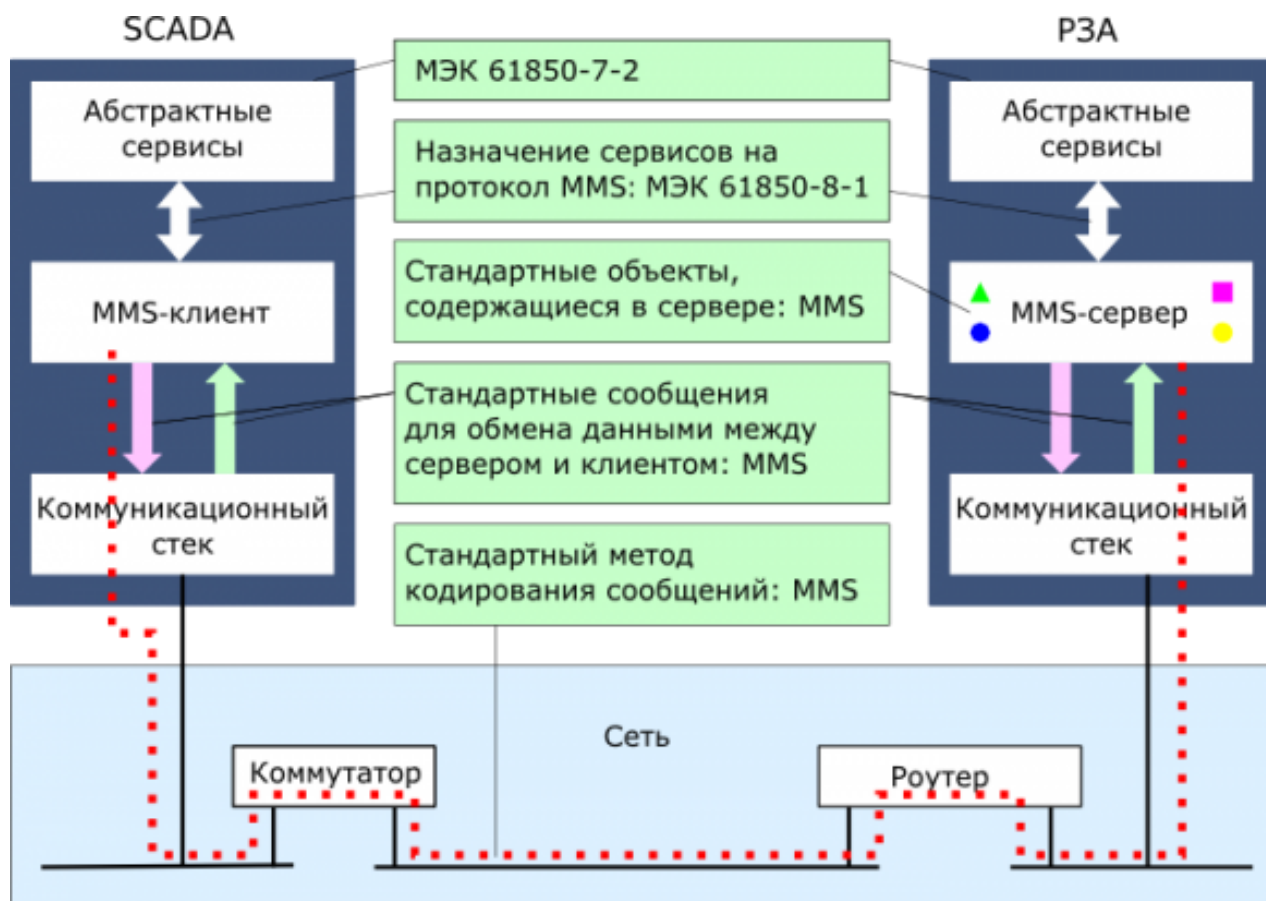


Рисунок 33 – Диаграмма передачи данных по протоколу MMS

6.2.4 Выполнение прикладных задач сбора данных

Основное назначение протокола MMS — реализация функций АСУ ТП, т.е. сбор данных телесигнализации и телеизмерений и передача команд телеуправления.

Для целей сбора информации протокол MMS предоставляет две основные возможности:

- сбор данных с использованием периодического опроса сервера(-ов) клиентом;

- передача данных клиенту сервером в виде отчётов (спорадически);

Оба этих способа востребованы при наладке и эксплуатации системы АСУ ТП.

6.2.5 Сбор данных путем периодического опроса сервера клиентом

На первом этапе между устройствами, клиентом и сервером, устанавливается соединение (сервис «Association»). Установку соединения инициирует клиент, обращаясь к серверу по его IP-адресу.

Следующим этапом клиент запрашивает определенные данные у сервера и получает от сервера ответ с запрошенными данными. Например, после установки соединения клиент может запросить у сервера его информационную модель с использованием сервисов GetServerDirectory, GetLogicalDeviceDirectory, GetLogicalNodeDirectory. Запросы при этом будут осуществляться последовательно:

- После запроса GetServerDirectory сервер вернёт перечень доступных логических устройств;

- После отдельного запроса GetLogicalDeviceDirectory для каждого логического устройства сервер вернёт перечень логических узлов в каждом из логических устройств;

- Запрос GetLogicalNodeDirectory для каждого отдельного логического узла возвращает его объекты и атрибуты данных.

В результате клиент считывает и воссоздаст у себя полную информационную модель устройства-сервера. При этом фактические значения атрибутов считаны ещё не будут, то есть считанное «дерево» будет содержать лишь имена логических устройств, логических узлов, объектов данных и атрибутов, но без их значений.

Третьим этапом может быть осуществлено считывание фактических значений всех атрибутов данных. При этом могут быть считаны либо все атрибуты с использованием сервиса GetAllDataValues, либо лишь отдельные атрибуты с использованием сервиса GetDataValues.

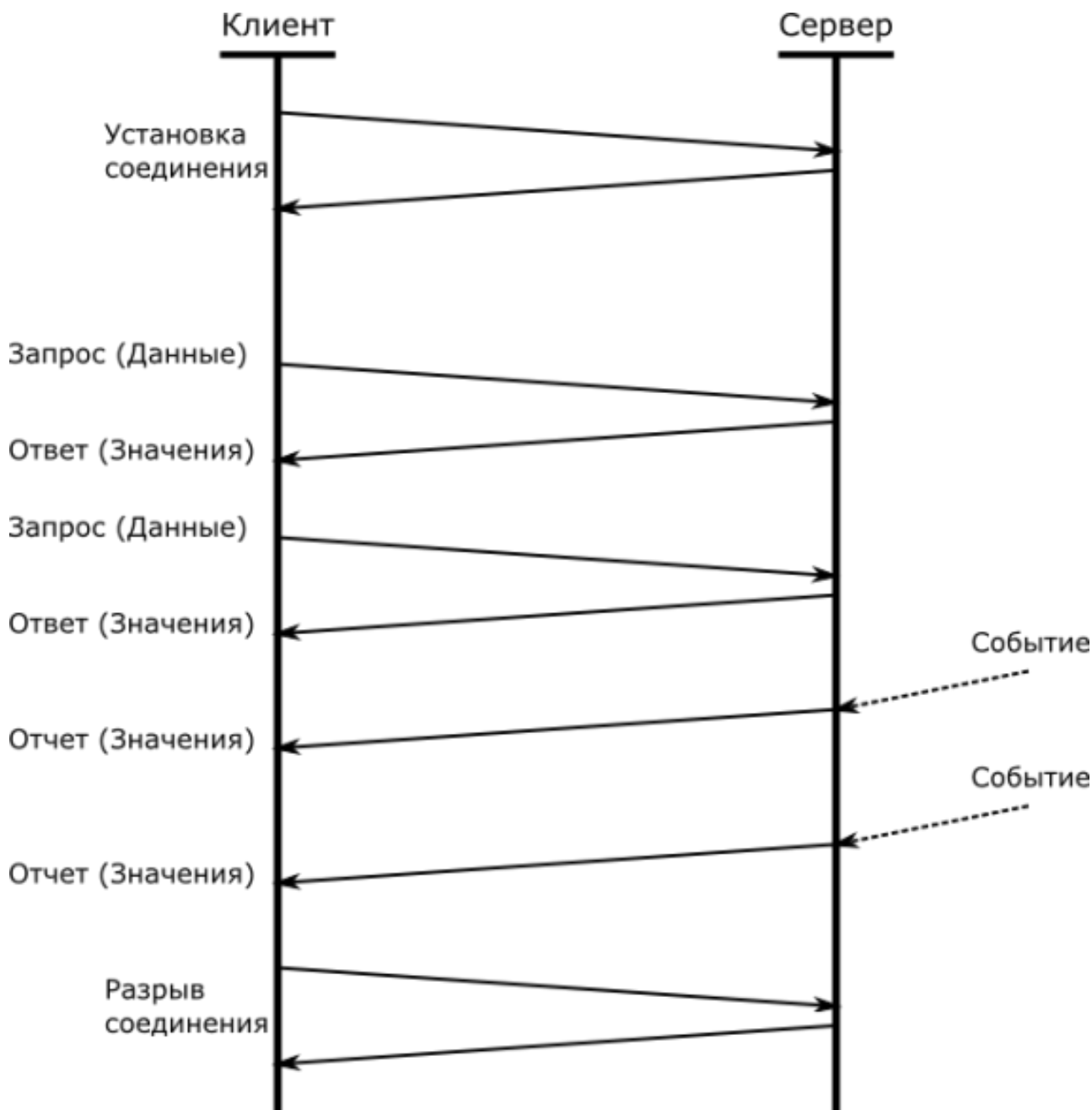


Рисунок 34 – Механизм передачи данных «клиент-сервер»

По завершение третьего этапа клиент полностью воссоздаст у себя информационную модель сервера со всеми значениями атрибутов данных. Следует отметить, что указанная процедура предполагает обмен достаточно

большими объёмами информации с большим, зависящим от количества логических устройств, логических узлов и числа объектов данных, реализуемых сервером, количеством запросов и ответов. Это также ведёт к достаточно высокой нагрузке на аппаратную часть устройства. Эти этапы могут осуществляться на этапе наладки SCADA-системы, чтобы клиент, считав информационную модель, мог обращаться к данным на сервере. Однако при дальнейшей эксплуатации системы регулярное считывание информационной модели не требуется. Равно как не целесообразно постоянно считывать значения атрибутов методом регулярного опроса. Вместо этого может использоваться сервис передачи отчётов — Report.

6.2.6 Передача данных клиенту сервером в виде отчетов

МЭК 61850 определяет два вида отчетов – буферизируемые и небуферизируемые отчеты. Основное отличие буферизируемого отчета от небуферизируемого заключается в том, что при использовании первого формируемая информация будет доставлена до клиента даже в том случае, если на момент готовности выдачи отчета сервером связь между ним и клиентом отсутствует (например, был нарушен соответствующий канал связи). Вся формируемая информация накапливается в памяти устройства и ее передача будет выполнена, как только связь между двумя устройствами восстановится. Единственное ограничение – объем памяти сервера, выделенный для хранения отчетов: если за тот промежуток времени, когда связь отсутствовала, произошло достаточно много событий, вызвавших формирование большого числа отчетов, суммарный объем которых превысил допустимый объем памяти сервера – некоторая информация все же может быть потеряна и новые формируемые отчеты «вытеснят» из буфера ранее сформированные данные (однако в этом случае сервер, посредством специального атрибута управляющего блока просигнализирует клиенту о том, что произошло переполнение буфера и возможна потеря данных). Если же связь между клиентом и сервером присутствует – как при использовании буферизируемого, так и при использовании небуферизируемого отчета передача данных в адрес клиента

может быть немедленной по факту возникновения определенных событий в системе (при условии того, что интервал времени, за которой производится фиксация событий, равен нулю).

Второе, что требуется отметить так это то, что когда речь идет об отчетах, подразумевается контроль не всех объектов и атрибутов данных информационной модели сервера, а лишь тех, которые нас интересуют, объединенных в так называемые «наборы данных» [38].

Третье: используя буферизируемый/небуферизируемый отчет можно настроить сервер не только на передачу всего контролируемого набора данных, но и на передачу только тех объектов/атрибутов данных, с которыми происходят определенного рода события за предопределенный пользователем временной интервал.

Для этого в структуре управляющего блока передач буферизируемых/небуферизируемых отчетов предусмотрена возможность задания категорий событий, возникновение которых необходимо контролировать и по факту которых будет производиться включение в отчет только тех объектов/атрибутов данных, которых коснулись эти события. Различают следующие категории событий:

- Изменение данных (dchg). При задании этого параметра в отчет будут включаться только те атрибуты данных, значения которых изменились, или только те объекты данных, значения атрибутов которых изменились.
- Изменение атрибута качества (qchg). При задании этого параметра в отчет будут включаться только те атрибуты качества, значения которых изменились, или только те объекты данных, атрибуты качества которых изменились.
- Обновление данных (dupd). При задании этого параметра в отчет будут включаться только те атрибуты данных, значения которых были обновлены, или только те объекты данных, значения атрибутов которых были обновлены. Под обновлением понимается, к примеру, периодическое вычисление той или иной гармонической составляющей и запись в соответствующий атрибут данных ее

нового значения. Однако даже в том случае, если значение по результатам вычислений на новом периоде не изменилось, объект данных или соответствующий атрибут данных включаются в отчет.

Как уже было указано выше можно также настроить отчет на передачу всего контролируемого набора данных. Такая передача может быть выполнена либо по инициативе сервера (условие integrity), либо по инициативе клиента (general-interrogation). Если введено формирование данных по условию integrity, то пользователю также необходимо указать период формирования данных сервером. Если введено формирование данных по условию general-interrogation, сервер будет формировать отчет со всеми элементами набора данных по факту получения соответствующей команды от клиента.

6.2.7 Сравнительный анализ сбора данных путем периодического опроса и в виде отчетов

Механизм передачи отчетов обладает важными преимуществами перед методом периодического опроса («polling»): существенно сокращается нагрузка на информационную сеть, сокращается нагрузка на процессор устройства-сервера и устройства-клиента, обеспечивается быстрая доставка сообщений о возникающих в системе событиях. Однако важно отметить, что всех достоинств использования буферизируемых и небуферизируемых отчетов можно достичь только лишь при правильной их настройке, что, в свою очередь, требует от персонала, выполняющего наладку оборудования, достаточно высокой квалификации и большого опыта.

6.2.8 Дополнительные сервисы

Помимо описанных сервисов, протокол MMS также поддерживает модели управления оборудованием, формирование и передачу журналов событий, а также передачу файлов, что позволяет передавать, например, файлы аварийных осциллограмм.

6.2.9 Выводы по протоколу MMS

Протокол MMS является одним из протоколов, на который могут быть назначены абстрактные сервисы, описанные стандартом МЭК 61850-7-2. При

этом появление новых протоколов не будет оказывать влияние на модели, описанные стандартом, обеспечивая, тем самым, неизменность стандарта со временем.

Для назначения моделей и сервисов на протокол MMS используется глава МЭК 61850-8-1.

Протокол MMS обеспечивает различные механизмы считывания данных с устройств, включая чтение данных по запросу и передачу данных в виде отчётов от сервера клиенту. В зависимости от решаемой задачи должен быть выбран правильный механизм передачи данных и должна быть выполнена соответствующая его настройка, что позволит эффективно применять весь набор коммуникационных протоколов стандарта МЭК 61850 на энергообъекте.

6.3 Выбор параметров данных, передаваемых по протоколу MMS

В рамках ЦПС используются следующие коммуникационные сервисы стандарта МЭК 61850, назначаемые на протокол MMS согласно[39]:

- отчёты – для передачи данных телесигнализации и телеизмерений;
- управление – для оперативного управления;
- группы уставок;
- журналы событий и осциллограммы аварийных событий.

В рамках проекта ЦПС должны быть определены параметры управляющих блоков и наборы данных, передаваемых отчётов.

Определению подлежат следующие параметры управляющего блока передачей отчетов:

- буферизируемый или небуферизируемый типы отчетов;
- идентификатор отчета (rptID);
- условия пуска – триггеры, запускающие механизм формирования и передачи отчета;
- опциональные поля – поля, включаемые в отчёт помимо обязательных полей;
- набор данных, передаваемый в отчёте;

– время буферизации (BufTm) – время, в течение которого данные будут включаться в один и тот же отчёт вместо формирования нового.

Для данных, передаваемых в отчете, определены опциональные поля для передачи, приведенные в Таблице 4.

Таблица 4 – Опциональные поля отчёта

Название поля		Описание
Счетчик событий	sequence-number	Подсчет событий
Причина включения	reason-for-nclusion	Указывается причина отправки отчета или передачи данных
Метка времени отчета	report-imestamp	Метка времени формирования отчета
Название набора данных	DatSet	Название набора данных
Ссылка на данные	data-reference	Указание ссылки на данные в ИЭУ
Переполнение буфера (только для буферизируемых отчетов)	Buffer-Overflow	Сигнал о переполнении циклического буфера памяти для буферизируемых отчетов
Номер вхождения	EntryID	Идентификатор вхождения, зависит от ИЭУ
Версия конфигурации	ConfRev	Передается текущая версия конфигурации

Параметры для передаваемых отчетов в проекте выбираются исходя из группы сигналов, передаваемых в отчете приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры отчетов для групп сигналов

Группа сигналов	Тип отчета	Время буферизации (bufTm)	Условия пуска	Опциональные поля
Сигнализация АСУ ТП	НБО	1000	Data Change Quality Change General Interrogation	ConfRev Report Timestamp Reason for Inclusion
Сигнализация РЗА	БО	100	Data Change Quality Change	ConfRev Entry ID Report Timestamp Reason for Inclusion Buffer Overflow
Измерения АСУ ТП	НБО	500	Data Change Quality Change Integrity General Interrogation	ConfRev Report Timestamp Reason for Inclusion
Измерения РЗА	НБО	500	Data Change Quality Change Integrity General Interrogation	ConfRev Report Timestamp Reason for Inclusion

Набор данных, передаваемых в составе отчета, определяются в соответствии с таблицами данных, передаваемых в АСУ ТП и формируется из данных (Data

Object). Формирование наборов данных из атрибутов данных (Data Attribute) не допускается.

Значение интервала периодической отправки отчетов (атрибут *intgPd*) для сигналов измерений нормального режима устанавливается равным 5000 мс.

6.4 Внедрение протокола GOOSE

GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. Фактически данный протокол служит для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами[40].

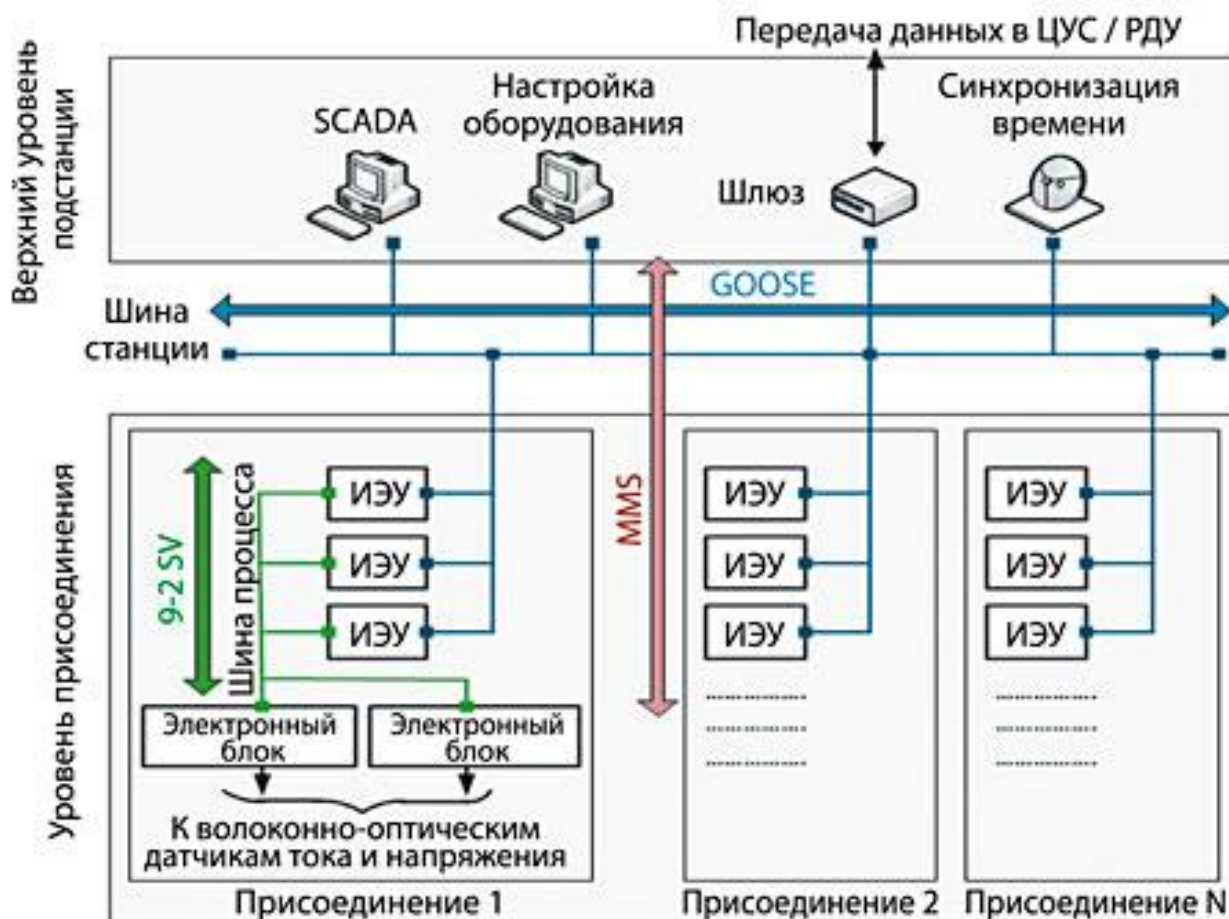


Рисунок 35 – Протоколы стандарта МЭК 61850

МЭК 61850 содержит требования к информационной модели, которая должна быть реализована в устройствах, к языку конфигурирования и процессу инжиниринга систем. Четкое описание информационной модели устройств является одной из важных особенностей стандарта МЭК 61850, отличающей его

от других стандартов информационного обмена в электроэнергетике. В соответствии с требованиями каждое физическое устройство должно содержать в себе логический сервер, в рамках которого заложена иерархическая модель, включающая одно или несколько логических устройств, в которых содержатся логические узлы. Каждый логический узел в свою очередь включает в себя элементы и атрибуты данных (рис. 36).

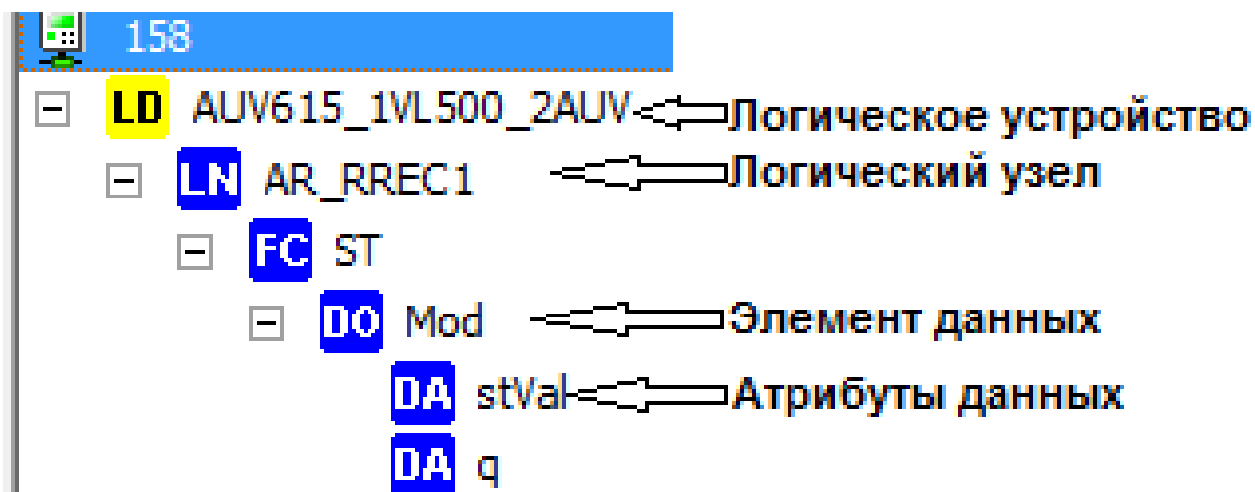


Рисунок 36 – Иерархическая информационная модель

LOGICAL-DEVICE (LD) (логическое устройство) - содержит информацию, которую производит и использует группа функций приложения, специфических для определенной области; функции определяют как логические узлы (LOGICAL-NODE).

LOGICAL-NODE (LN) (логический узел) - содержит информацию, которую производит и использует функция приложения, специфическая для определенной области, например защита от перенапряжений или выключатель.

Параметр FunctionalConstraint должен содержать параметр функциональной связи (FC) для фильтрации соответствующих атрибутов данных DataAttributes всех данных DATA, содержащихся в данном логическом узле LN.

DATA OBJECT (DO) (объект данных) – элемент данных.

DATA ATTRIBUTES (DA) (атрибуты данных) – параметр данных, относящийся к их структурным свойствам, используемый для указания контекста данных или придания им смыслового значения.

6.4.1 Протокол GOOSE

Обмен логической информацией терминалами между собой и АРМ производится по протоколу GOOSE.

GOOSE–сообщения, передаваемые через Ethernet, упаковываются в так называемые фреймы (Ethernet кадры) вместе с дополнительной информацией и передаются. Один такой фрейм состоит из заголовка, адреса получателя, адреса отправителя, типа и контрольной суммы, и, конечно же, из пользовательских данных. На рис. 37 показана структура фрейма.

Начинается с преамбулы (Preamble), которая используется для синхронизации приемопередатчиков.

Далее идут MAC адреса приемника (Destination address) – адрес устройства, которому направляется сообщение, и источника (Source address) – уникальный адрес передающего интеллектуального устройства (ИЭУ).

Идентификатор протокола (TPID, Tag Protocol Identifier) – указывает тип использованного протокола.

Идентификатор сообщения (Ethertype) – указывает тип сообщений.

Идентификатор положения (APPID, Application Identifier) – служит для разделения сообщений.

Длина данных (Length) – суммарная длина полей APPID, Length, reserved 1, reserved 2 и APDU.

Reserved 1 и reserved 2 – зарезервированные поля.

Прикладной протокол данных (APDU, Application Protocol Data Unit) – содержит измерительную информацию.

Контрольная сумма (Frame check sequence) – контрольное значение, вычисляемое по алгоритму CRC-32. С помощью контрольной суммы получатель может определить не был ли поврежден фрейм во время передачи.

Octets		8	7	6	5	4	3	2	1	Notes	
		Preamble									
		Start of frame									
0	Header MAC	Destination address								Refer to "Address Fields" section.	
1											
2											
3											
4											
5											
6		Source address									
7											
8											
9											
10											
11											
12	Priority tagged	TPID (see Figure C.2)								Refer to "Priority Tagging/VirtualLAN" section.	
13		TCI (see Table C.1)									
14											
15											
16		Ethertype (see Table C.2)									
17	Length Start	APPID								Refer to "Ethertype and Other Header Information" section.	
18											
19		Length (m + 8)									
20		Reserved 1									
21		Reserved 2									
22		APDU (of length m)									
23		(Pad bytes if necessary)									
24											
25											
26											
m + 26											
.											
.1517											
.											
.		Frame check sequence									
.											
.1521											

Рисунок 37 – Формат стандартного Ethernet кадра

А на рис. 38 представлено реальное GOOSE–сообщение.

```
GOOSE
  APPID: 0x3003 (12291)
  Length: 148
  Reserved 1: 0x0000 (0)
  Reserved 2: 0x0000 (0)
  gosePdu
    gocbRef: TOR200_LGIO/LLN0$G0$L_TST3
    timeAllowedtoLive: 10000
    dataSet: TOR200_LGIO/LLN0$DS_TST3
    goID: L_TST3
    t: Nov 2, 2015 07:06:43.088000059 UTC
    sNum: 3
    sqNum: 1329
    test: False
    confRev: 1
    ndsCom: False
    numDataSetEntries: 2
  allData: 2 items
    Data: structure (2)
      structure: 3 items
        Data: boolean (3)
          boolean: False
        Data: bit-string (4)
          Padding: 3
          bit-string: 0000
        Data: utc-time (17)
          utc-time: Nov 2, 2015 07:06:43.088000059 UTC
    Data: structure (2)
      structure: 3 items
        Data: boolean (3)
          boolean: False
        Data: bit-string (4)
          Padding: 3
          bit-string: 0000
        Data: utc-time (17)
          utc-time: Nov 2, 2015 07:06:43.088000059 UTC
```

Рисунок 38 – Реальное GOOSE–сообщение

Рассмотрим GOOSE – сообщение. Как видно из рисунка, это сообщение послал терминал защиты среднего напряжения, вид защиты первая ступень МТЗ.

AppID - видимая строка, которая представляет логическое устройство LD, в котором размещен блок управления GoCB. Значение атрибута AppID по умолчанию должно быть таким, как в объектной ссылке блока управления GoCB. Однако это значение может быть настроено на другое значение как часть конфигурации всей системы.

Length – длина GOOSE – сообщения.

Reserved

GoosePdu – блок данных протокола.

GoCBRef – ссылка блока управления GOOSE-событием.

timeAllowedtoLive разрешенное «время жизни» GOOSE-сообщения.

DatSet - ссылка набора данных. Атрибут DataSet должен описывать объектную ссылку контролируемого набора данных DATA-SET, значения элементов которого (одного, подмножества или всех) должны включаться в отчет.

goID – идентификатор GOOSE – сообщения.

t – временная метка. Параметр t содержит момент времени, когда атрибут StNum был увеличен.

StNum - номер состояния. Параметр StNum содержит счетчик, показания которого увеличиваются на единицу каждый раз, когда послано GOOSE-сообщение и зафиксировано изменение значения внутри набора данных DATA-SET, определяемого с помощью параметра DataSet.

Исходное значение для параметра StNum должно равняться 1. Нулевое значение должно быть зарезервировано.

SqNum - порядковый номер. Параметр SqNum содержит счетчик, показания которого увеличиваются на единицу каждый раз, когда послано GOOSE-сообщение.

Исходное значение для параметра SqNum должно равняться 1. Нулевое значение должно быть зарезервировано.

Test – тест. Параметр Test указывает при значении логической единицы (TRUE), что значения в сообщении не должны использоваться для эксплуатационных целей.

ConfRev - версия конфигурации. Атрибут ConfRev представляет собой подсчет количества раз, когда конфигурация набора данных, имеющая ссылку, была изменена.

NdsCom - требуется ввод в эксплуатацию. Параметр NdsCom содержит атрибут NdsCom (взятый из блока управления GoCB) блока управления GoCB.

numDataSetEntries – номер записи набора данных.

allData: 1 item – всего данных: 1 элемент.

structure: 3 items – структура: 3 элемента.

Data: boolean – (тип данных Boolean) говорит о несрабатывании (логический ноль или «false»).

Data: bit-string – (тип данных bit-string (качество), говорит о качестве дискретного сигнала.

Data: utc-time – (тип данных метка времени), говорит о времени изменения GOOSE-сообщения.

Таким образом, в этом сообщении имеется в виду, что срабатывания первой ступени не произошло.

Как известно, протокол GOOSE служит фактически для замены медных кабельных связей на подстанции.

Раньше для передачи дискретных сигналов между терминалами РЗА использовались дискретные входы и выходные реле. Передача сигнала при этом осуществляется подачей оперативного напряжения посредством замыкания выходного реле одного терминала на дискретный вход другого терминала (далее такой способ передачи будем называть традиционным).

Для разработки альтернативы цепям передачи сигналов между устройствами релейной защиты были проанализированы свойства информации, передаваемой между устройствами РЗА посредством дискретных сигналов:

1. Возможность передачи сообщений сразу нескольким адресатам. При реализации некоторых распределенных функций РЗА требуется передача данных от одного устройства сразу нескольким;

2. Требуется высокая вероятность доставки сообщения для реализации ответственных функций, таких как подача команды отключения выключателя от РЗА, обмен сигналами между РЗА при выполнении распределенных функций. Необходимо обеспечение гарантированной доставки сообщения как в нормальном режиме работы цифровой сети передачи данных, так и в случае ее кратковременных сбоев;

3. Необходим контроль целостности канала передачи данных. Наличие функции диагностики состояния канала передачи данных позволяет повысить коэффициент готовности при передаче сигнала, тем самым повышая надежность функции, выполняемой с передачей указанного сообщения;

4. Требуется высокая скорость передачи информации. Большая часть дискретных сигналов, передаваемых между устройствами РЗА, прямо или косвенно влияет на скорость ликвидации ненормального режима, поэтому передача сигнала должна осуществляться с минимальной задержкой; Перечисленные требования привели к разработке механизма GOOSE-сообщений, отвечающих всем предъявляемым требованиям.

6.4.2 Принцип передачи GOOSE-сообщений

Первое требование выполняется автоматически, так как это заложение в самом принципе передачи GOOSE-сообщений (рис. 39).

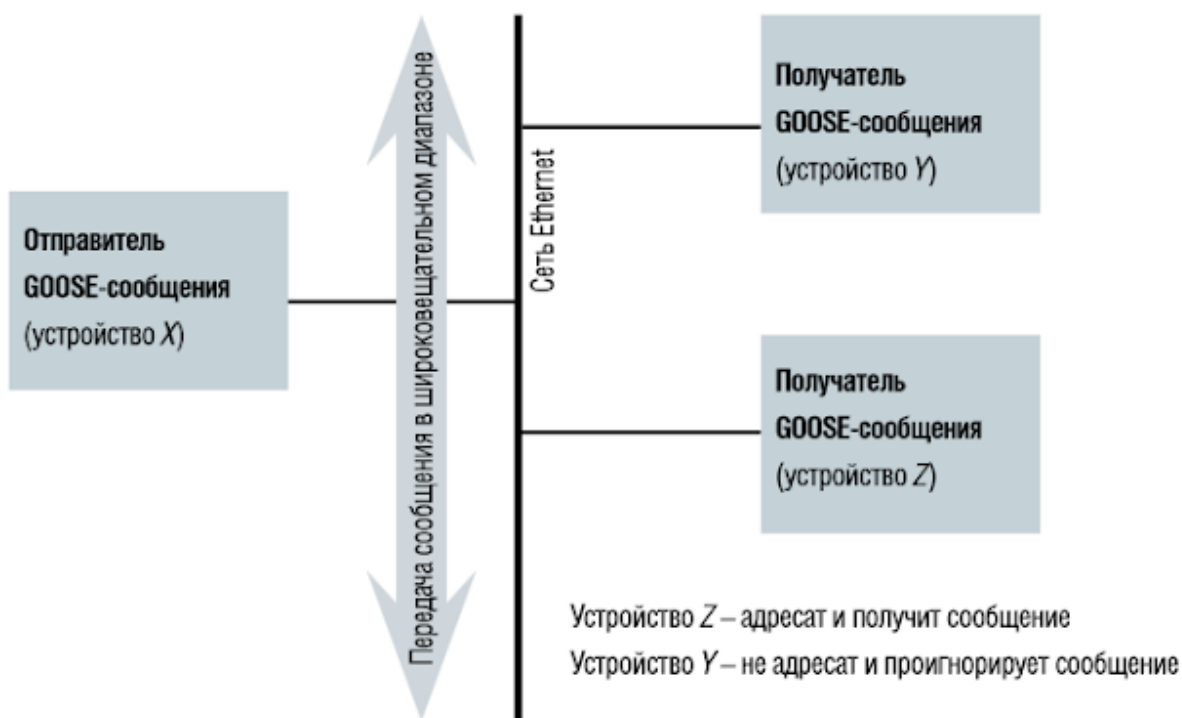


Рисунок 39 – Принцип передачи GOOSE-сообщений.

Для адресации кадров на канальном уровне используются физические адреса сетевых устройств – MAC-адреса. При этом Ethernet позволяет осуществлять так называемую групповую рассылку сообщений (Multicast). В

таким образом в поле MAC-адреса адресата указывается адрес групповой рассылки. Для многоадресных рассылок по протоколу GOOSE используется определенный диапазон адресов (рис. 40).



Рисунок 40 – Диапазон адресов многоадресной рассылки для GOOSE-сообщений.

Устройство-отправитель передает по сети Ethernet информацию в широковещательном диапазоне. В сообщении присутствует адрес отправителя и адреса, по которым осуществляется его передача, а также значение сигнала (например «0» или «1»).

Устройство-получатель получит сообщение, а все остальные устройства его проигнорируют. Поскольку передача GOOSE-сообщений осуществляется в широковещательном диапазоне, т.е. нескольким адресатам, подтверждение факта получения адресатами сообщения отсутствует. По этой причине передача GOOSE-сообщений в установившемся режиме производится с определенной периодичностью.

Рассмотрим реальный пример спонтанной передачи GOOSE-сообщений между терминалами защит. Период отправки сообщений в данной примере – 2 с, а минимальное время отправки сообщений 10 мс.

1. Рассмотрим рисунок 41, выделенная строчка 3934: срабатывания терминала не произошло (значение состояния stVal – «False», или «логический 0»), время изменения GOOSE-сообщения – 63.152468.

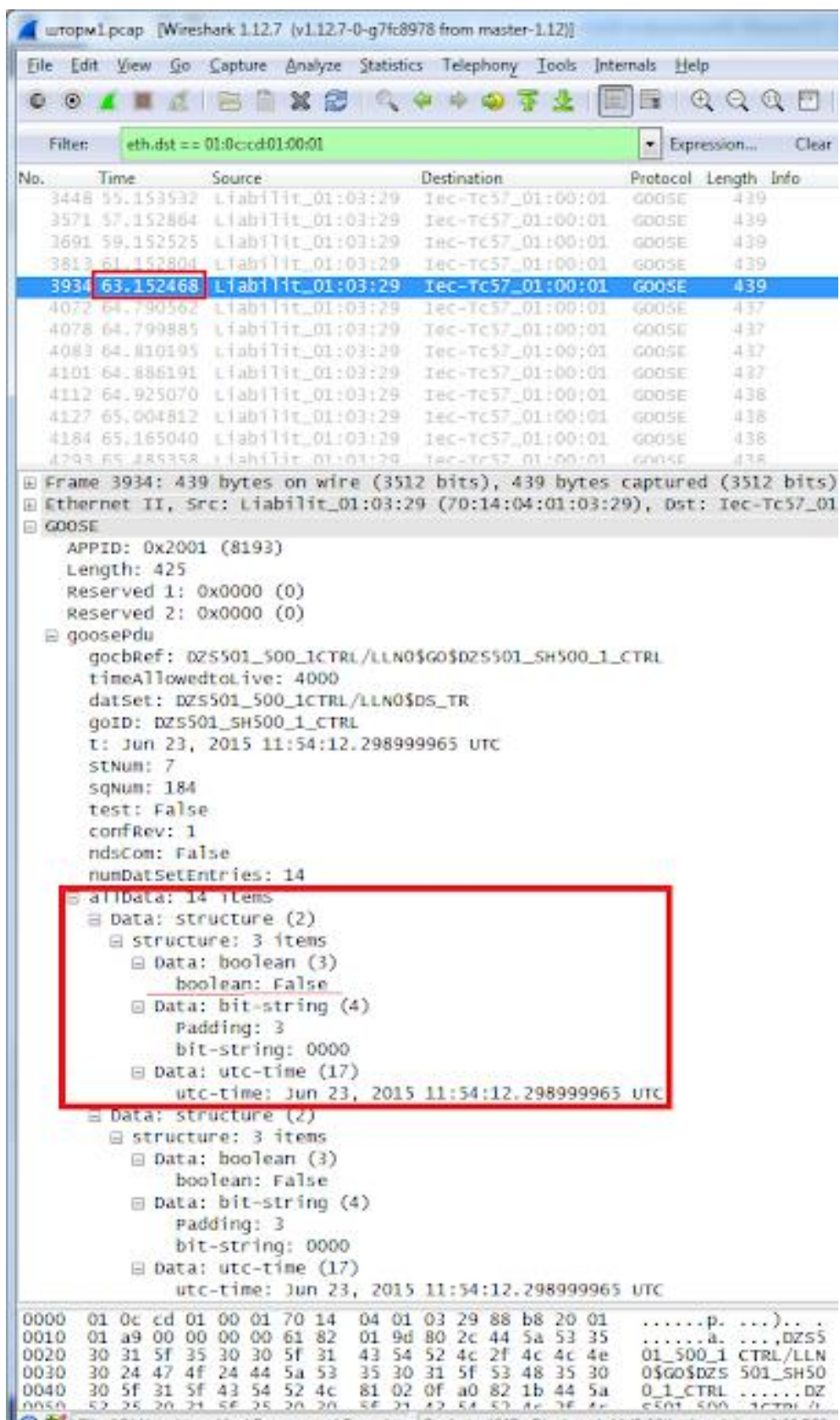


Рисунок 41 – Пример GOOSE-сообщения без срабатывания.

2. Далее рассмотрим рисунок 42, строчка 4072: произошло срабатывание терминала (значение состояния stVal – «True»), время изменения GOOSE-сообщения: 64.790562.

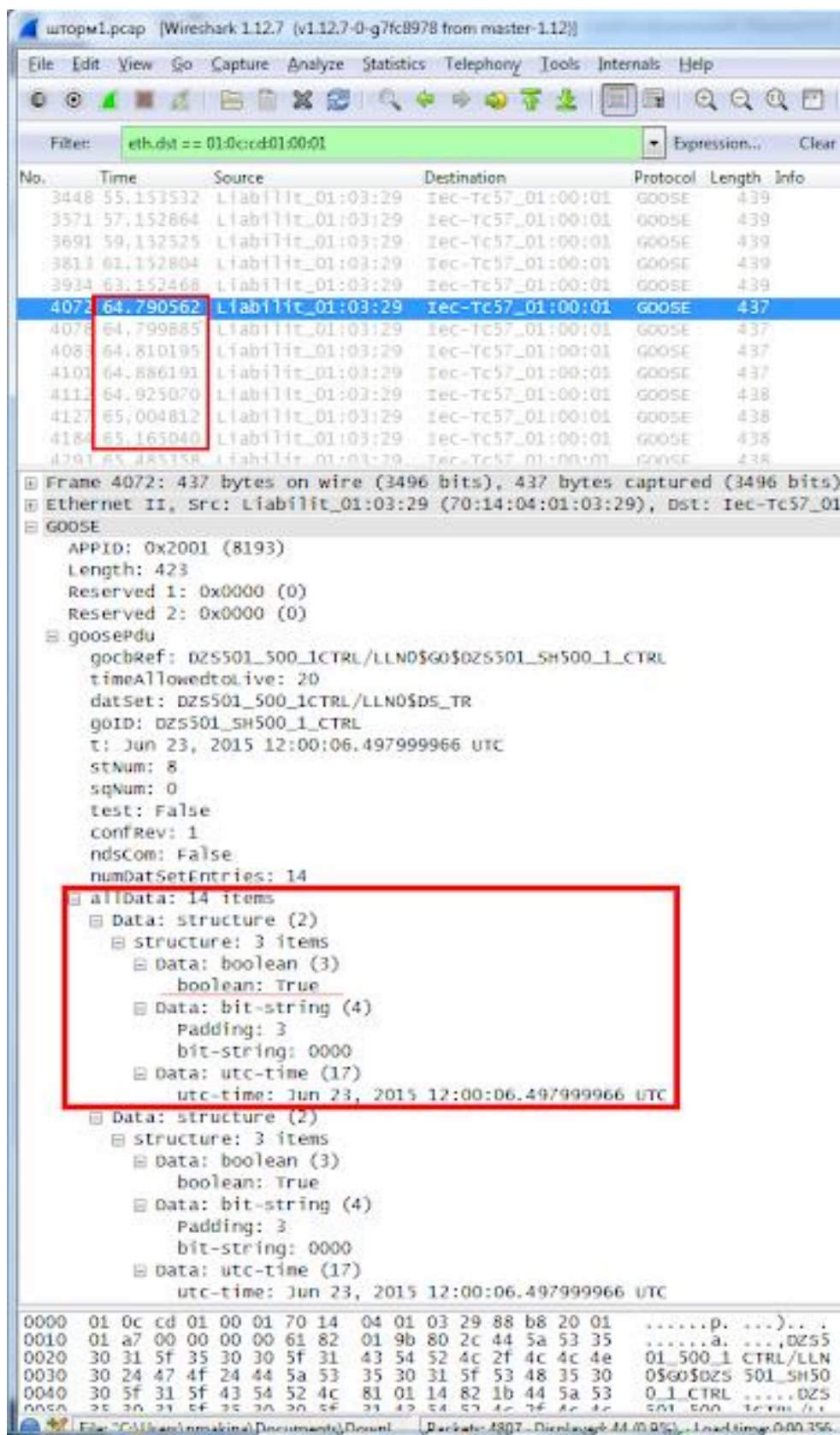


Рисунок 42 – Пример GOOSE-сообщения со срабатыванием.

А теперь, как видно на рисунке 43, после сообщения о срабатывании терминала, начинается повторная передача GOOSE-сообщений через 10 мс, 20 мс, 40 мс и т.д., до того момента, пока время между сообщениями не увеличится опять до времени периода отправки – 2 с.

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length
3934	63.152468	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	439
4072	64.790562	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	437
4078	64.799885	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	437
4083	64.810195	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	437
4101	64.886191	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	437
4112	64.925070	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438
4127	65.004812	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438
4184	65.165040	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438
4293	65.485358	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438
4409	66.124707	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438
4534	67.404818	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438
4663	69.404245	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438
4782	71.404142	Liabilit_01:03:29	Iec-Tc57_01:00:01	GOOSE	438

Рисунок 43 – Пример спонтанной передачи GOOSE-сообщений.

Такая технология повторной передачи не только гарантирует получение адресатом сообщения, но также обеспечивает контроль исправности линии связи и устройств – любые неисправности будут обнаружены по истечении максимального периода передачи GOOSE-сообщений (с точки зрения эксплуатации практически мгновенно). В случае передачи сигналов традиционным образом неисправность выявляется либо в процессе плановой проверки устройств, либо в случае неправильной работы системы РЗА. Таким образом такая передача данных обеспечивает высокую вероятность доставки (отвечает второму требованию).

6.4.3 Надежность передачи GOOSE-сообщений

Для того чтобы использовать GOOSE-сообщения для передачи дискретных сигналов между терминалами РЗА необходима достаточная

надежность и быстродействие передачи GOOSE-сообщений. Надежность передачи GOOSE-сообщений обеспечивается следующим:

1. протокол МЭК 61850 использует Ethernet-сеть, за счет этого выход из строя верхнего уровня АСУ ТП и любого из устройств РЗА не отражается на передаче GOOSE-сообщений оставшихся в работе устройств;

2. терминалы РЗА имеют два независимых Ethernet-порта, при выходе одного из них из строя второй его полностью заменяет;

3. сетевые коммутаторы, к которым подключаются устройства РЗА, соединяются в два независимых «кольца»;

4. разные порты одного терминала РЗА подключаются к разным сетевым коммутаторам, подключенным к разным «кольцам»;

5. каждый сетевой коммутатор имеет дублированное питание от разных источников;

6. во всех устройствах РЗА осуществляется постоянный контроль возможности прохождения каждого сигнала, который позволяет автоматически определить не только отказы цифровой связи, но и ошибки параметрирования терминалов.

Дополнительно увеличивает надежность то обстоятельство, что даже в случае отказа в передаче GOOSE-сообщения, устройство, принимающее сигнал, выдаст сигнал неисправности, а последнее принятое значение останется запомненным по умолчанию, пока персонал не примет необходимые меры для устранения неисправности.

Дан участок электрической сети напряжением 10 кВ (рис. 44, а). Здесь, Т1 – терминал защиты ввода, Т2 - Т4 – терминалы защиты линии. От терминалов защиты линии к терминалам защиты ввода поступает сообщение, в теле которого сигнал «УРОВ».

При возникновении КЗ на одной линии (рис. 44, б), метка состояния опции пуска защиты (stVal) меняется на «True», и если выключатель присоединения исправен, то защита сработает селективно, изолировав выключателем поврежденную линию. Но если выключатель присоединения неисправен, то

через определенную выдержку времени должна сработать защита ввода и уже своим выключателем отключить весь ввод.

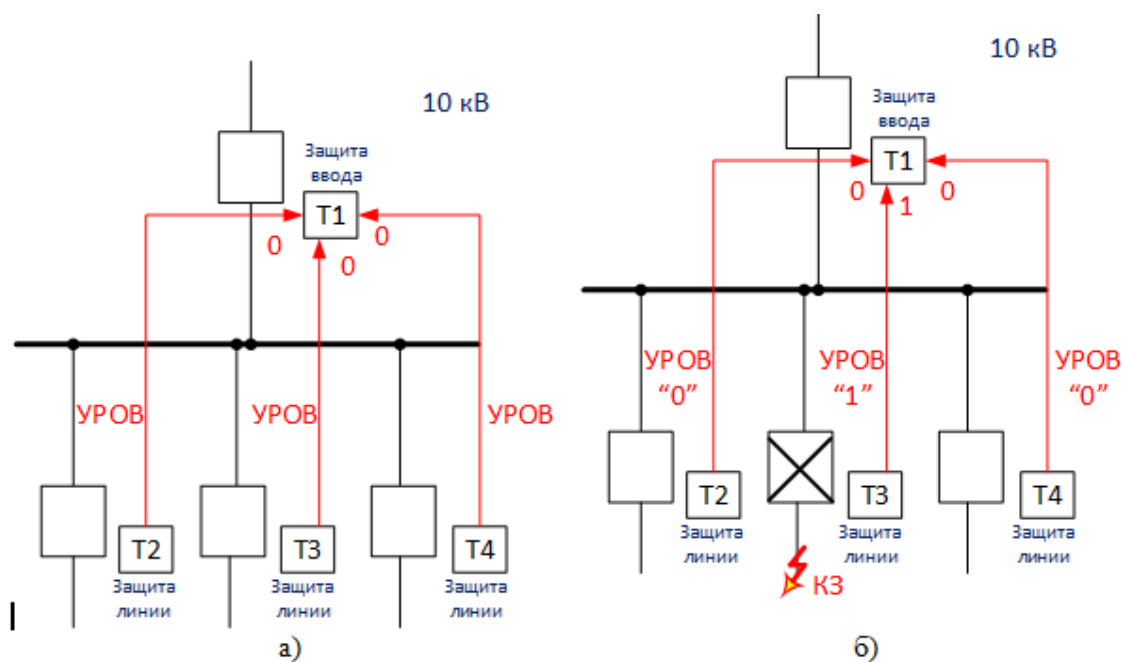


Рисунок 44 – Пример участка сети

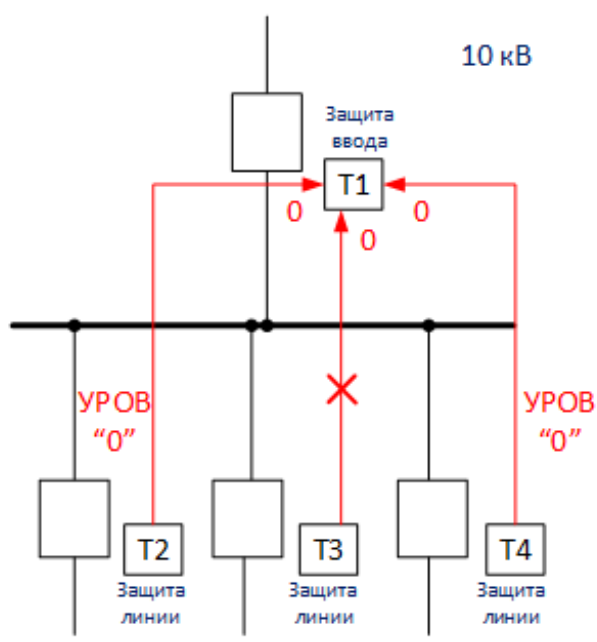


Рисунок 45 – Пример участка сети

А теперь рассмотрим другой случай, оборвалась связь между терминалами защиты линии и ввода (рис. 45), то есть GOOSE-сообщение с сигналом «УРОВ» больше не поступает, тогда на терминале ввода запоминается то состояние

«УРОВ», которое было последним, то есть «True». И ложного срабатывания защиты ввода не произойдет.

6.4.4 Быстродействие передачи GOOSE-сообщений

В соответствии с требованиями действующего стандарта МЭК 61850-5 допустимое время передачи GOOSE-сообщения не более 3 мс (для сообщений, требующих быстрой передачи, например, для передачи сигналов срабатывания защит, пусков АПВ и УРОВ и т.п.). Другие нормативы времени для сигналов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Нормированное время передачи сигналов

Тип сигнала	Максимальное время передачи, мс
Сигнал отключения, блокировки	3
Снятие блокировки, изменение состояния	10
Быстрые автоматические взаимодействия	20
Медленные автоматические взаимодействия	100
Команды оператора	500
Регистрация событий, сигнализация	1000
Файлы, журналы событий	>1000

Также возможно установить приоритет на выбранное GOOSE-сообщение (priority tagging), эту возможность дает протокол Ethernet, по которому передаются сообщения. То есть GOOSE-сообщения с меткой приоритетности идут в обход обычных сообщений (рис. 46).

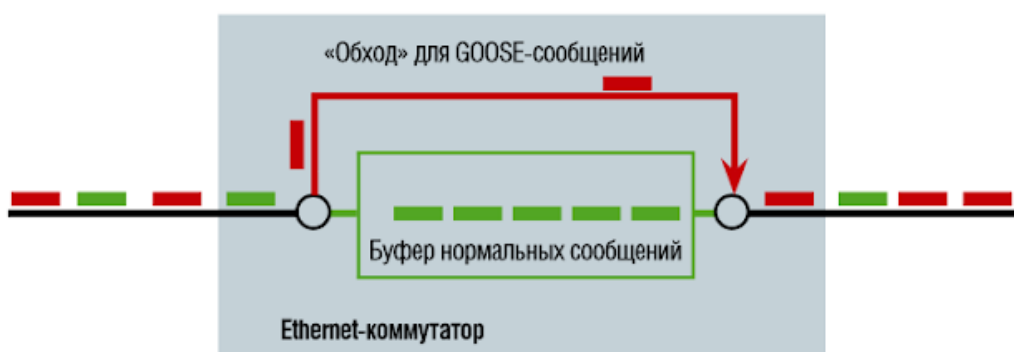


Рисунок 46 – Приоритетность передачи GOOSE-сообщений

6.4.5 Вывод по протоколу GOOSE

Именно наличие инструмента GOOSE-сообщений позволяет значительно сократить расходы на кабельное хозяйство и монтажные работы, увеличить надежность передачи сигналов в части ЭМС, повысить масштабируемость системы РЗА в целом и т.д. Вместе с тем, несмотря на активное использование GOOSE-сообщений в отечественной энергетике, необходимо отметить ограниченность применения этого инструмента. По моему мнению, применение протокола МЭК 61850-8-1 – GOOSE уменьшило аппаратную надежность УРЗА. На данный момент, посредством GOOSE-сообщений отправляются только наименее ответственные сигналы.

6.5 Выбор параметров GOOSE-сообщений

Передача GOOSE-сообщений осуществляется в режиме многоадресной рассылки Multicast. Для адресации кадров на канальном уровне используются MAC адреса физических устройств, MAC-адрес получателя идентифицирует адрес многоадресной рассылки GOOSE-сообщения.

При проектировании для GOOSE-сообщений должны быть выбраны следующие параметры согласно [41]:

- Destination MAC-адрес – MAC-адрес групповой рассылки;
- APPID – прикладной идентификатор GOOSE-сообщения;
- VLAN ID – идентификатор VLAN;
- MaxTime – максимальное время ретрансляции GOOSE-сообщений;
- MinTime – минимальное время ретрансляции GOOSE-сообщений.

Для многоадресных рассылок по протоколу GOOSE используется стандартизованный диапазон MAC-адресов, рассмотренный на рисунке 40.

Для разделения сообщений по важности соответствующим GOOSE-сообщениям назначаются MAC-адреса назначения в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС»:

➤ Для класса сообщений I:

- Диапазон MAC-адресов назначения: 01:0C:CD:01:00:00 – 01:0C:CD:01:00:FF

- Типы передаваемых сигналов:

1) Все сигналы аварийного отключения и включения выключателей от: терминалов РЗА, РЗА, сигналы пуска УРОВ и запрета АПВ;

2) Сигналы РЗА (телеускорения) и ПА, действующие на пуск команд УПАСК, сигналы, выдаваемые с УПАСК;

3) Сигналы с силового оборудования, действующего на отключение выключателей: ГЗ, температура и т.д.;

4) Сигналы неисправности цепей ТТ/ТН и другие действующие на блокировку РЗА;

5) Положение выключателя и сигнал контроля тока по электромагниту отключения.

- APPID – 8000-BFFF.

- Минимальный интервал между сообщениями (MinTime) – 4 мс.

- Максимальный интервал между сообщениями (MaxTime) – 1000 мс.

➤ Для класса сообщений II:

- Диапазон MAC-адресов назначения: 01:0C:CD:01:01:00 – 01:0C:CD:01:01:FF

- Типы передаваемых сигналов:

1) Сигналы состояния силового оборудования (действие на сигнал): сигналы повышения температуры, срабатывания отсечного клапана, газовой защиты и технологических защит, действующих на сигнал;

2) Сигналы неисправности оборудования: утечка элегаза, состояния пружин и цепей питания пружин, потеря питания систем охлаждения силового оборудования;

3) появление "земли" в сети 6-35кВ и в системе оперативного постоянного тока, отклонения от нормы электрических параметров оборудования;

4) Отключение автоматических выключателей, и неисправность предохранителей в системе оперативного постоянного тока, ЩСН и других системах ПС;

5) Сигналы положения разъединителей, заземляющих ножей и тележек выключателей;

б) Состояние блокировки управления коммутационных аппаратов.

- APPID – 0000-3FFF.
- Минимальный интервал между сообщениями (MinTime) – 100 мс.
- Максимальный интервал между сообщениями (MaxTime) – 10000 мс.

Если в рамках проектируемого объекта количество GOOSE-сообщений превышает 512, то допускается расширение приведенного диапазона MAC-адресов назначения в пределах двух младших байтов адреса, таким образом, что второй байт (справа) для сообщений класса I всегда должен быть чётным числом, а для сообщений класса II – всегда нечетным числом, следующим образом:

– 01:0C:CD:01:00:00 – 01:0C:CD:01:00:FF – основной диапазон для сообщений класса I;

– 01:0C:CD:01:01:00 – 01:0C:CD:01:01:FF – основной диапазон для сообщений класса II;

– 01:0C:CD:01:02:00 – 01:0C:CD:01:02:FF – дополнительный диапазон для сообщений класса I и т.д.;

– 01:0C:CD:01:03:00 – 01:0C:CD:01:03:FF – дополнительный диапазон для сообщений класса II и т.д.

Выбор параметра VLAN ID осуществляется в соответствии действующими требованиями к настройке ЛВС.

Выбор параметров интегральной передачи GOOSE-сообщений осуществляется исходя из ответственности данных, передаваемых в сообщении в соответствии с требованиями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС», указанные выше.

Если в состав набора данных GOOSE-сообщения включены данные различных классов в соответствии с таблицей (например, сигналы отключения и сигналы положения разъединителей), то требования по параметрам выбираются по наиболее ответственному сигналу (в данном случае по классу I).

Параметр APPID присваивается уникальным для каждого GOOSE-сообщения в пределах ПС, диапазон присваиваемых значений в зависимости от классов напряжения приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Диапазон APPID для классов напряжения и классов сообщения

Класс напряжения, кВ	APPID для класса сообщения I	APPID для класса сообщения II
6	8000-87FF	0000-07FF
10, 20	8800-8FFF	0800-0FFF
35	9000-97FF	1000-17FF
60, 110, 150	9800-9FFF	1800-1FFF
220	A000-A7FF	2000-27FF
330	A800-AFFF	2800-2FFF
500	B000-B7FF	3000-37FF
750	B800-BFFF	3800-3FFF

6.6 Внедрение протокола Sampled Values

Использование протокола МЭК 61850-9-2 (Sampled Values) неразрывно связано с термином «шина процесса» (от англ. «Process Bus»). Шиной процесса по МЭК 61850-1 называется коммуникационная шина данных, к которой подключены устройства полевого уровня подстанции (коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы). В данном случае слово «шина» не следует понимать буквально, речь идёт о целой системе передачи данных между устройствами. Таким образом, в общем случае к шине процесса могут быть подключены не только измерительные преобразователи, но также выключатели, разъединители и другое оборудование. Однако именно передача мгновенных значений от измерительных трансформаторов производит наибольшую нагрузку на информационную сеть «шины процесса» [42].

В традиционной схеме подключения устройств РЗА цепи от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находящихся на ОРУ или

в КРУЭ, прокладываются до терминалов РЗА, размещенных в ОПУ (см. рис. 47 и 48).

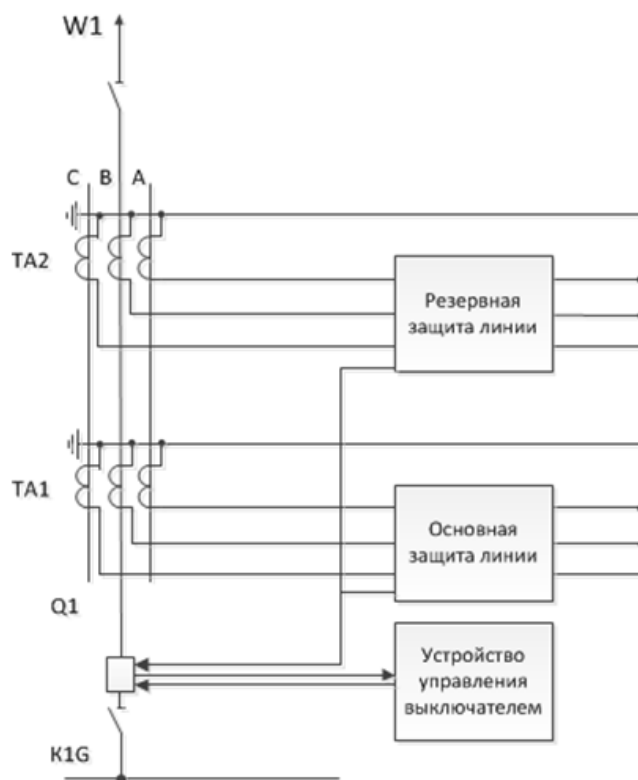


Рисунок 47 – Традиционная схема подключения устройств РЗА к ТТ.

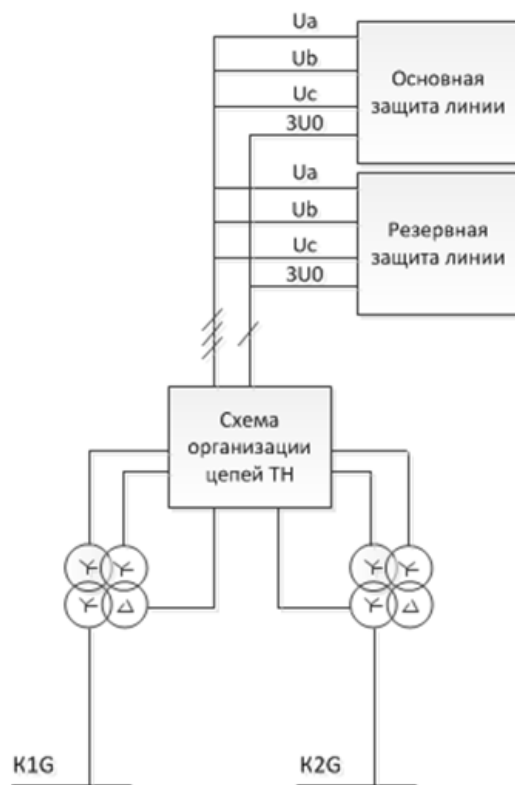


Рисунок 48 – Традиционная схема подключения устройств РЗА к ТН.

Использование концепции шины процесса предполагает, что все сигналы, включая мгновенные значения токов и напряжений, оцифровываются непосредственно в аппарате и передаются устройствам защиты и автоматики в виде цифрового потока данных по информационной сети, называемой шиной процесса (см. рис. 49).

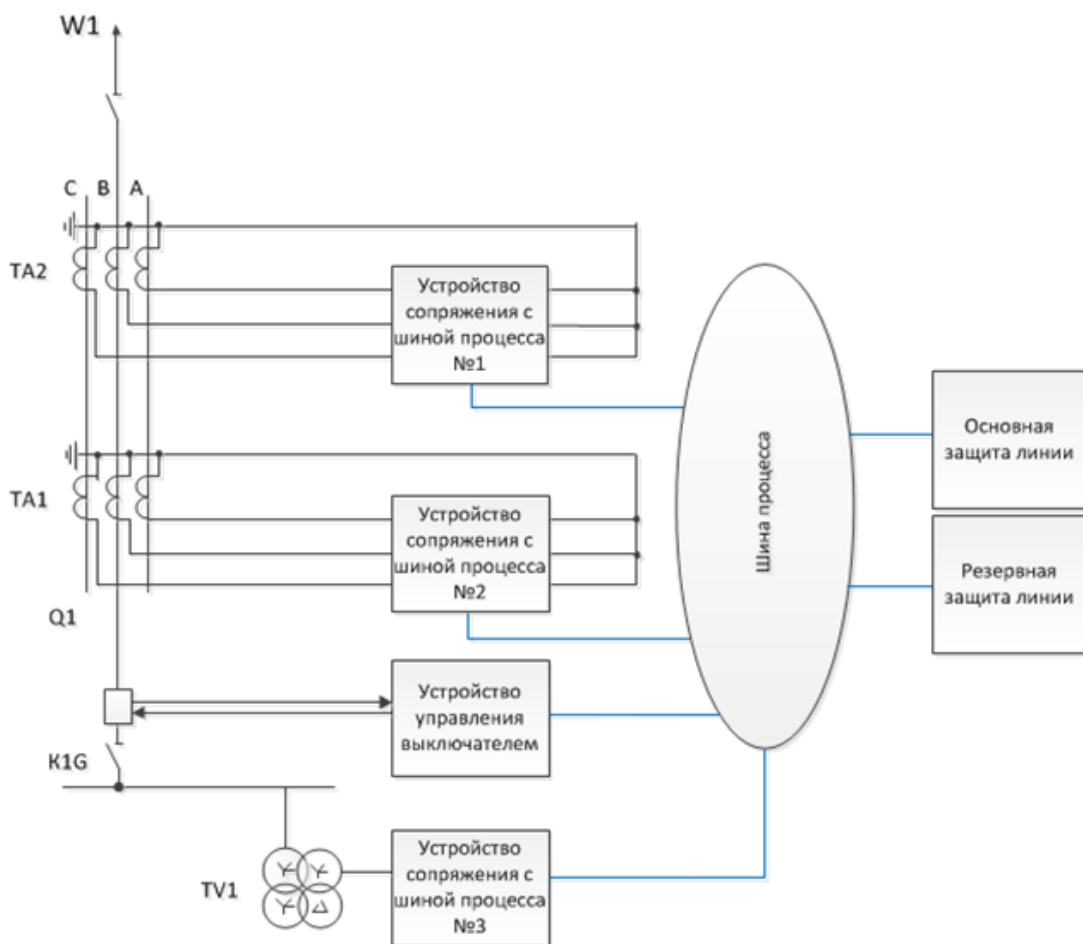


Рисунок 49 – Использование шины процесса для передачи данных.

Как и в случае с остальными протоколами основные концептуальные положения сервиса передачи мгновенных значений описаны главой МЭК 61850-7-2.

Охарактеризуем передачу мгновенных значений тока и напряжения с точки зрения требований, предъявляемых при передаче данных:

- Требуется передача данных с высокой частотой, что ведёт к появлению больших объёмов информации, передаваемых по сети. Причём, должна быть

обеспечена возможность выбора различных частот, например, меньшая частота в случае использования для целей релейной защиты и большая частота для целей контроля качества электрической энергии;

- Необходимо обеспечить минимальную задержку при передаче данных по сети шины станции, так как эта задержка в конечном счёте будет влиять на быстродействие устройств РЗА;

- Измерения, получаемые с различных источников одним приёмником (например, значения тока и напряжения от разных устройств сопряжения), должны быть синхронизированы по времени. В противном случае возможна некорректная работа устройств РЗА;

- Требуется обеспечить возможность выявления потерь и искажений данных при передаче данных с целью исключения возможных излишних и ложных срабатываний РЗА, а также сигнализации в случае отказа канала связи или устройства сопряжения,

- Один поток данных может быть востребован различными устройствами (например, данные о напряжении на шинах от устройства сопряжения ТН), поэтому должна быть обеспечена возможность многоадресной передачи данных.

- Требуется гибкость при формировании кадров данных, поскольку измерения могут поступать как с группы трёхфазных трансформаторов тока или напряжения, так и с комбинированных измерительных преобразователей.

Рассмотрим механизмы с помощью которых решались поставленные задачи.

6.6.1 Передача данных с высокой частотой и скорость передачи данных

Обеспечение высокой частоты передаваемых данных на сегодняшний день является обычным требованием к сетям передачи данных, например, при решении задач телефонии или передачи потокового видео. Поэтому, хотя прикладная задача передачи мгновенных значений тока и напряжения и накладывает достаточно высокие требования в части производительности сетевого оборудования, существующее сетевое оборудование в промышленном исполнении вполне способно решать эти задачи.

Отдельно требуется рассмотреть требование по возможности изменения частоты передачи данных. Так, например, при решении задач релейной защиты может потребоваться передавать мгновенные значения с частотой 20 выборок/период, однако для целей контроля качества электрической энергии потребуется существенно более высокая частота. С другой стороны, в указанных случаях предъявляются различные требования к быстродействию. Так, в случае передачи данных устройству релейной защиты требуется передать значения тока и напряжения в темпе реального времени с минимальной задержкой. Тогда как для целей коммерческого учёта и анализа качества допустимо введение задержек при условии точной привязки данных к единому времени.

Исходя из этих условий в стандарте предусмотрено два параметра, которые будут влиять на частоту формирования кадров с выборками мгновенных значений (Sample Rate – SmpRate) и на количество измерений, размещаемых в одном кадре (Number of ASDU – noASDU). Фактическая частота формирования кадров в сеть при этом будет составлять $f = \text{SmpRate}/\text{noASDU}$. Так, например, при частоте SmpRate = 80 выборок за период и количестве мгновенных значений в одном кадре noASDU = 1, фактическая частота формирования кадров составит 80 пакетов за период или 4 кГц. В случае частоты взятия выборок SmpRate = 256 выборок за период и количестве выборок в кадре noASDU = 8, фактическая частота формирования кадров в сеть составит лишь 1,6 кГц.

Конечно, кадр с 8 выборками будет иметь больший размер, чем с одной выборкой, однако, в силу специфики сетей на базе технологии Ethernet, оптимальная пропускная способность канала передачи данных достигается при максимальной длине кадров. Кроме того, при передаче нескольких выборок в одном кадре используется одна и та же общая часть кадра, что в конечном счёте позволяет повысить эффективность передачи данных в случаях, когда не требуется высокое быстродействие, то есть скорость передачи каждой отдельной выборки.

6.6.2 Обеспечение минимальных задержек при передаче данных

Вопрос обеспечения минимальных задержек при передаче данных по протоколу GOOSE был достаточно подробно рассмотрен выше. Протокол МЭК 61850-9-2, также как и GOOSE, маппируется непосредственно на протокол второго уровня, что в сочетании с использованием меток приоритета VLAN-Priority и качества обслуживания QoS позволяет значительно повысить приоритет данных, передаваемых по протоколу МЭК 61850-9-2, по сравнению с остальными данными, передаваемыми по той же сети с использованием других протоколов, тем самым, сводя к минимуму задержки как при обработке данных внутри устройств источников и приёмников данных, так и при обработке их сетевыми коммутаторами.

6.6.3 Синхронизация данных по времени и обнаружение потерь

Устройство релейной защиты может получать измерения от разных устройств шины процесса. Например, на защищаемом присоединении может быть установлен только трансформатор тока, тогда как данные о напряжении получаются от ТН, установленного на шинах и подключенного через отдельное устройство сопряжения. Очевидно, что в такой ситуации отсутствие синхронизации между выборками с двух УСШ может привести к ложным и излишним срабатываниям защиты в случае возникновения различных задержек по сети и неодновременного прихода пакетов.

Отметим, что фактически присвоение метки абсолютного времени каждой выборке не требуется – требуется лишь чтобы выборки, сформированные различными устройствами в один и тот же момент времени, имели один и тот же идентификатор. Таким идентификатором является поле `smpCnt` – счётчик выборок. Счётчик за одну секунду пробегает значения от 0 до $(SmpRate*50-1)$. Номера присваиваются формируемым выборкам одновременно, так что устройство-приёмник данных МЭК 61850-9-2 может легко установить соответствие между получаемыми значениями и производить вычисления на их основе. Для того чтобы все устройства сопряжения формировали данные с одними и теми же номерами используется внешний синхронизирующий импульс. При использовании секундного импульса счётчик `smpCnt` принимает

значение 0 каждый раз при приходе синхроимпульса. Причём выборке с номером «0» соответствует выборка, взятая в момент прихода импульса.

Таким образом достигается синхронизация всех выборок и принимающее устройство может обрабатывать значения токов и напряжений, принятые от разных устройств, komponуя их по номерам выборок (см. рис. 50), причём синхронизация самого принимающего устройства не требуется. С помощью счётчика выборок устройство также может осуществлять контроль целостности принимаемых данных, то есть обнаруживать факты пропажи выборок. Различные устройства по-разному реагируют на пропажу выборок, как правило, это определяется алгоритмами, заложенными в устройство-приёмник и описано в сопроводительной документации.

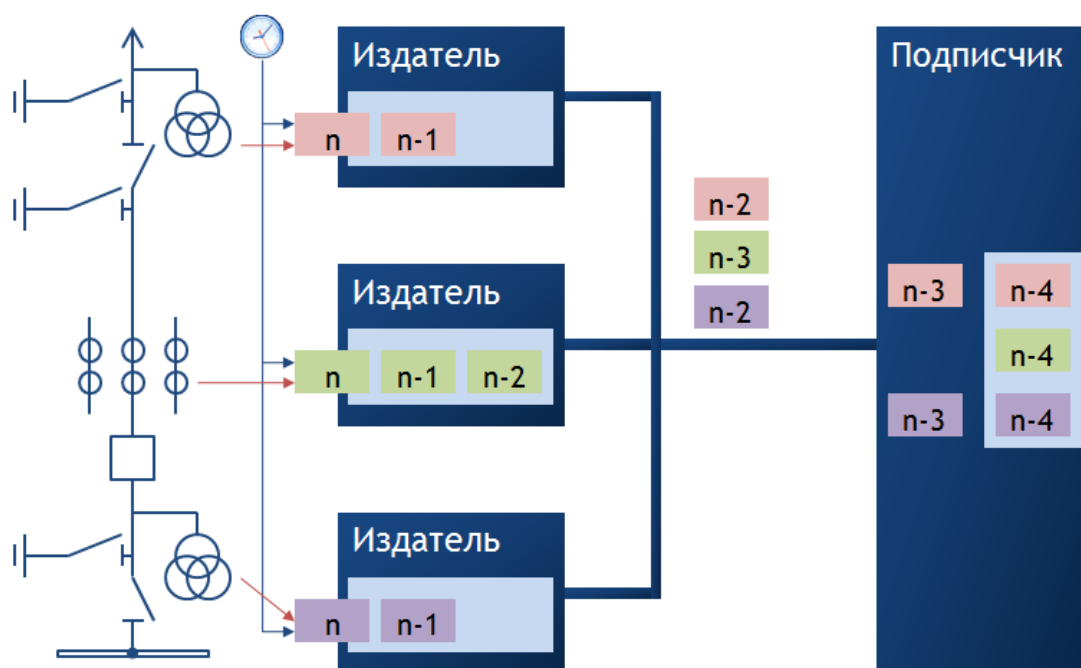


Рисунок 50 – Синхронизация и присвоение номеров выборкам.

6.6.4 Сигнализации об искажениях данных

Важной особенностью передачи данных в цифровом формате является возможность передачи сервисной информации – так называемых метаданных. Сервисная информация передаётся с использованием меток качества в одном кадре с самими выборками. Такая опция позволяет устройству-издателю снабжать передаваемые значения токов и напряжений метками, отражающими

достоверность этих данных, включая информацию о том, что измерения производятся в заданном классе точности, измеряемое значение не выходит за границы допустимого диапазона, значение измерено прямым путём, либо получено на основе косвенных вычислений и т.п. Эти данные могут в дальнейшем использоваться алгоритмами принимающего устройства с целью блокировки тех или иных функций в автоматическом режиме и выдачи сигнализации оперативному персоналу.

6.6.5 Гибкость при формировании потоков данных

Аналогично с GOOSE-сообщениями, данные в которых передаются на основе составленного набора данных (DataSet), потоки по протоколу МЭК 61850-9-2 также формируются на основе набора данных, в который включаются атрибуты мгновенных значений тока и напряжения. В общем случае в набор данных, передаваемых по протоколу МЭК 61850-9-2, могут включаться не только эти атрибуты, но и любые атрибуты сигналов, включая дискретные сигналы, при условии, что эти данные необходимо передавать с высокой частотой дискретизации.

6.6.6 Спецификация «Light Edition»

Глава МЭК 61850-9-2 описывает коммуникационный профиль протокола передачи мгновенных значений и структуру соответствующих сообщений, однако не описывает ни структуру информационной модели устройств, ни структуру набора передаваемых данных, ни частоты дискретизации измеряемых сигналов, ни способы синхронизации устройств по времени.

За несколько лет существования первой редакции МЭК 61850-9-2 массово не были представлены устройства с его поддержкой, в первую очередь, ввиду большой гибкости которую он давал, хотя принципиально все изложенные в нем положения всем были понятны. Каждый производитель мог определить «свой» набор данных, «свои» частоты дискретизации и реализовать устройства с соответствующими характеристиками, но их решения не были бы совместимы с решениями других производителей, либо для их совместимости потребовался бы

охват большого диапазона значений изменяющихся параметров, что сразу реализовать крайне сложно.

Появилась необходимость в некой договоренности между производителями, заказчиками и другими заинтересованными сторонами. Такой договоренностью стали технические требования «Implementation Guidelines for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2», получившие сокращенное наименование «МЭК 61850-9-2LE». Эти технические требования не противоречат положениям стандарта МЭК 61850-9-2, а лишь зафиксировали ряд моментов:

- структуру информационной модели устройства,
- набор передаваемых данных (4 тока и 4 напряжения),
- частоты дискретизации измеряемых сигналов (4000 Гц для целей релейной защиты и коммерческого учёта, 12800 Гц для целей контроля качества электроэнергии),
- способы синхронизации устройств по времени (секундный импульс 1PPS).

Это дало толчок к массовому появлению на рынке как устройств-источников информационных потоков МЭК 61850-9-2LE, так и приемников этих потоков.

Моменты, зафиксированные техническими требованиями МЭК 61850-9-2LE, могут меняться с течением времени (например, может измениться способ синхронизации устройств по времени, структура набора данных и т.д.). И примеры этому уже есть, например, тенденция к использованию протокола RTP для синхронизации устройств по времени вместо описанного в МЭК 61850-9-2LE синхроимпульса 1PPS, изменение/добавление частот дискретизации измеряемых сигналов и др.

Таким образом, можно отметить что все устройства, которые сейчас появляются на рынке, поддерживают МЭК 61850-9-2, а благодаря техническим требованиям МЭК 61850-9-2LE все производители «приняли» одинаковые решения в тех аспектах, где МЭК 61850-9-2 допускает гибкость.

6.6.7 Развитие протокола Sampled Values в части синхронизации времени и резервирования

Первая редакция МЭК 61850-9-2 не предполагала использования протоколов резервирования, в связи с чем формат Ethernet-кадра, описанный первой редакцией не включал соответствующих полей. Впоследствии вопрос применения протоколов резервирования на уровне шины процесса встал достаточно остро в связи с чем, в редакции 2 стандарта в описание формата кадра 9-2 были добавлены поля для протоколов резервирования PRP и HSR.

Протокол синхронизации времени не описан самим стандартом МЭК 61850-9-2 вовсе. Глава МЭК 61850-5 содержит лишь требования к точности синхронизации, однако также не оговаривает каким образом должна достигаться эта точность. Единственным документом, прямо указывающим на использование синхроимпульса 1PPS, являются технические требования МЭК 61850-9-2 LE. Следует отметить, что данная спецификация не предполагала использование протокола синхронизации IEEE 1588 v2, профиль для электроэнергетики которого появился уже после принятия МЭК 61850-9-2LE. Однако уже сегодня появляются устройства, поддерживающие новый протокол синхронизации времени вместе с возможностью синхронизации по сигналу 1PPS.

Рассмотренные изменения ведут к необходимости закрепления новых технических требований, или общих договорённостей взамен действующей редакции 9-2 LE и у многих возникает вопрос, когда будет издана вторая редакция 9-2LE? Однако, вторая редакция 9-2LE издана не будет. На смену этому документу придёт стандарт, описывающий требования к цифровому интерфейсу измерительных трансформаторов – МЭК 61869-9.

6.6.8 МЭК 61869-9

На сегодняшний день стандарт МЭК 61869-9 Измерительные трансформаторы — Часть 9. Цифровой интерфейс находится в финальной стадии разработки – он опубликован для голосования и сбора замечаний. Этот документ заменит и расширит технические требования МЭК 61850-9-2LE, которые

определили первый профиль (или спецификацию) МЭК 61850 для измерительных трансформаторов тока и напряжения и устройств сопряжения. Новый стандарт учитывает опыт, накопленный в работе с техническими требованиями, изложенными в 9-2LE.

Отличительными особенностями документа являются:

- Обратная совместимость с МЭК 61850-9-2LE
- Использование синхронизации времени согласно стандарту IEC 61588 (2-ая редакция), с сохранением возможности использования 1PPS
- Обеспечение возможности измерения электрических величины в сетях как переменного, так и постоянного тока
- Предусмотрено использование Ethernet 100 Мбит/с или 1 Гбит/с
- Определено использование следующих частот дискретизации измеряемых сигналов в независимости от номинальной частоты сети:
 - для целей учета электроэнергии и РЗА: 4800 Гц;
 - для целей контроля качества электроэнергии: 14400 Гц;
 - для целей учета электроэнергии и РЗА в сетях постоянного тока: 96000 Гц.

6.7 Выбор параметров SV-сообщений

Передача потоков мгновенных значений Sampled Values осуществляется в многоадресной рассылке Multicast. Для адресации кадров на канальном уровне используются MAC-адреса, MAC-адрес получателя идентифицирует адрес многоадресной рассылки потока Sampled Values.

Проектом для данных, передаваемых посредством Sampled Values, должны быть определены следующие параметры согласно [43]:

- Destination MAC-адрес – MAC-адрес назначения групповой рассылки;
- VLAN ID – идентификатор виртуальной локальной сети;
- APPID – уникальный прикладной идентификатор SV;
- noASDU – количество выборок, передаваемых в одном кадре SV;
- smpRate – частота дискретизации для соответствующего потока SV.

Для многоадресных рассылок по протоколу Sampled Values используется стандартизованный диапазон адресов, рассмотренный на рисунке 51.



Рисунок 51 – Диапазон адресов многоадресной рассылки по протоколу SV

Выбор параметра VLAN ID осуществляется в соответствии действующими требованиями к настройке ЛВС.

Выбор параметров Destination MAC-адрес, APPID, noASDU и smpRate осуществляется в соответствии с указаниями корпоративного профиля ПАО «ФСК ЕЭС»:

➤ Для класса потока 1P:

- Тип быстрогодействия в соответствии с МЭК 61850-5 - Type P7;
- Диапазон MAC-адресов назначения: 01:0C:CD:04:00:00 – 01:0C:CD:04:00:FF;
- Набор передаваемых сигналов – 3;
- APPID - 4000-5FFF;
- noASDU (количество выборок для каждого значения, передаваемых в одном пакете) – 2;
- Частота, выборок за период – 96;
- Классификация согласно МЭК 61869-9: F4800S2I3U0 - F4800S2I0U3.

➤ Для класса потока 2P:

- Тип быстрогодействия в соответствии с МЭК 61850-5 - Type P7;

- Диапазон MAC-адресов назначения: 01:0C:CD:04:00:00 – 01:0C:CD:04:00:FF;

- Набор передаваемых сигналов – 1;
- APPID - 4000-5FFF;
- noASDU – 2;
- Частота, выборка за период – 96;
- Классификация согласно МЭК 61869-9: F4800S2I1U0 - F4800S2I0U1.

➤ Для класса потока 1И:

- Тип быстродействия в соответствии с МЭК 61850-5 - Type P8;
- Диапазон MAC-адресов назначения: 01:0C:CD:04:01:00 – 01:0C:CD:04:01:FF;

- Набор передаваемых сигналов – 3;
- APPID - 6000-7FFF;
- noASDU – 6;
- Частота, выборка за период – 288;
- Классификация согласно МЭК 61869-9: F14400S6I3U0 – F14400S6I0U3.

➤ Для класса потока 2И:

- Тип быстродействия в соответствии с МЭК 61850-5 - Type P8;
- Диапазон MAC-адресов назначения: 01:0C:CD:04:01:00 – 01:0C:CD:04:01:FF;

- Набор передаваемых сигналов – 1;
- APPID - 6000-7FFF;
- noASDU – 6;
- Частота, выборка за период – 288;
- Классификация согласно МЭК 61869-9: F14400S6I1U0 – F14400S6I0U1.

Параметр APPID присваивается уникальным для каждого SV потока в пределах ПС, диапазон присваиваемых значений в зависимости от классов напряжения и потока приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Диапазон APPID для классов напряжения и классов потока

Класс напряжения, кВ	APPID для класса потока 1P	APPID для класса потока 2P	APPID для класса потока 1И	APPID для класса потока 2И
6	4000-42A9	5550-56A5	6000-62A9	75570-76A5
10, 20	42AA-4553	56A6-57FB	62AA-6553	76A6-77FB
35	4554-47FD	57FC-5951	6554-67FD	77FC-7951
60, 110, 150	47FE-4AA7	5952-5AA7	67FE-6AA7	7952-7AA7
220	4AA8-4D51	5AA8-5BFD	6AA8-6D51	7AA8-7BFD
330	4D52-4FF8	5BFE-5D53	6D52-6FF8	7BFE-7D53
500	4FF9-52A5	5D54-5EA9	6FF9-72A5	7D54-7EA9
750	52A6-554F	5EAA-5FFF	72A6-754F	7EAA-7FFF

6.8 Использование устройств сопряжения с шиной процесса

Почти все технологические параметры, присутствующие в реальном промышленном объекте, имеют аналоговый или дискретный вид. Существует много датчиков, которые могут преобразовывать измеряемые величины только в аналоговый вид, а также много исполнительных механизмов, имеющих только аналоговые входные сигналы. С другой стороны, новейшие средства автоматизации, которые находят все большее применение в системах управления, используют цифровое представление обрабатываемых величин. Для того, чтобы связать между собой параметры, представленные в аналоговом/дискретном и цифровом виде, используются устройства связи с объектами (УСО). Таким образом, УСО являются неотъемлемой частью любой системы управления, в том числе использующей цифровые устройства (промышленные компьютеры, вычислительные сети и т.д.). Для представления

места УСО в процессе автоматизации производства подобные системы можно теоретически изобразить в виде схемы.

Датчики, устанавливаемые на объекте, предназначены для первичного преобразования параметров в выходной сигнал для передачи в УСО. Исполнительные механизмы принимают управляющие сигналы, прошедшие через УСО, для воздействия на процесс. Связь между датчиками, исполнительными механизмами и УСО может быть аналоговой, дискретной или цифровой[44].

Промышленный компьютер (РС) в системе играет роль управляющего элемента, принимающего цифровую информацию от УСО и вырабатывающего управляющие сигналы. Для связи между ним и УСО используется любой из цифровых интерфейсов (ЦИ), к числу которых относятся RS-232, RS-422, RS-485 и др.

Данная схема является условной, поскольку в реальных системах модули УСО могут не присутствовать в виде самостоятельного устройства, а входить в состав датчиков или промышленных компьютеров. Примером служат датчики, которые осуществляют двойное (тройное и т.д.) преобразование измеряемой величины и выдающие на вход готовый цифровой сигнал. В этом случае граница между собственно первичным преобразователем и УСО проходит где-то внутри него. С другой стороны, УСО могут быть выполнены в виде АЦП/ЦАП-платы, вставляемой в ISA-слот компьютера. В этом случае аналоговые сигналы могут быть введены прямо в компьютер, где и преобразуются в цифровой код.

В дальнейшем в качестве УСО будем рассматривать модули, платы и другие устройства, предназначенные для приема аналоговых и дискретных сигналов от объекта (независимо от того, сколько раз они были преобразованы внутри него), преобразования его в цифровой вид для передачи в компьютер (контроллер), а также для приема цифровых управляющих данных от РС и преобразования их в вид, соответствующий исполнительным механизмам объекта.

Модули УСО — это конструктивно законченные устройства, выполненные в виде модулей, устанавливаемых, как правило, в специализированные платы, имеющие клеммные соединители для подвода внешних цепей (такие платы называют монтажными панелями), либо на стандартный несущий DIN-рельс. Модули УСО заключены в пластмассовый корпус и оснащены соответственно либо выводами для крепления на монтажных панелях, либо клеммными соединителями с винтовой фиксацией для крепления входных и выходных цепей.

Функции УСО:

1) Нормализация аналогового сигнала - приведение границ шкалы первичного непрерывного сигнала к одному из стандартных диапазонов входного сигнала аналого-цифрового преобразователя измерительного канала. Наиболее распространены диапазоны напряжений от 0 до 5 В, от -5 до 5 В, от 0 до 10 В и токовые: от 0 до 5 мА, от 0 до 20 мА, от 4 до 20 мА, от 1 до 5 мА.

2) Предварительная низкочастотная фильтрация аналогового сигнала - ограничение полосы частот первичного непрерывного сигнала с целью снижения влияния на результат измерения помех различного происхождения. На промышленных объектах наиболее распространены помехи с частотой сети переменного тока, а также хаотические импульсные помехи, вызванные влиянием на технические средства измерительного канала переходных процессов и наводок при коммутации исполнительных механизмов повышенной мощности.

3) Обеспечение гальванической изоляции между источниками сигнала и каналами системы.

Помимо этих функций, ряд устройств связи с объектом может выполнять более сложные функции за счет наличия в их составе подсистемы аналого-цифрового преобразования и дискретного ввода-вывода, микропроцессора и средств организации одного из интерфейсов последовательной передачи данных.

Простейшим устройством гальванической развязки является электромагнитное реле. Реле, как правило, инерционны, имеют относительно

большие габариты и обеспечивают ограниченное число переключений при достаточно большом потреблении энергии. Развитие электроники привело к распространению компонентов, обеспечивающих оптическую развязку между цепями. УСО, построенные с использованием такой развязки, являются недорогими, высоконадежными и быстродействующими. Кроме того, они характеризуются высоким напряжением изоляции и низкой потребляемой мощностью.

По характеру обрабатываемого сигнала УСО можно разделить на аналоговые дискретные и цифровые.

Аналоговые УСО должны обладать большой точностью, хорошей линейностью и обеспечивать достаточно большое напряжение изоляции. Кроме того, желательными являются работа с различными источниками входных сигналов (токи, напряжения, сигналы от терморезисторов, термопар и т.д.), возможности быстрой замены и низкая стоимость.

Дискретные УСО обеспечивают опрос датчиков с релейным выходом, концевых выключателей, контроль наличия в цепи напряжения, тока и т.д., а выходные УСО формируют сигналы для управления пускателями, двигателями и прочими устройствами. Дискретные УСО должны удовлетворять тем же требованиям, что и аналоговые. Кроме того, они должны обладать минимальным временем переключения, а выходные - обеспечивать коммутацию как можно более высоких напряжений и токов и вносить при этом минимум искажений, обусловленных переходными процессами, в коммутируемую цепь.

Среди модулей УСО существуют также устройства, работающие только с цифровой формой информации. К ним относятся коммуникационные модули, предназначенные для обеспечения сетевого взаимодействия. Например, повторители, служащие для увеличения протяженности линии связи, преобразователи интерфейсов RS-232/RS-485.

По направлению прохождения данных через УСО их можно разделить на 3 типа:

1) устройства ввода, обеспечивающие передачу сигнала с датчиков в устройство обработки и вывода сигналов для управления;

2) устройства вывода, предназначенные для формирования сигналов для исполнительных механизмов;

3) двунаправленные, то есть обеспечивающие ввод и вывод сигналов.

Если рассматривать УСО с точки зрения назначения и конструктивного исполнения, то здесь можно выделить следующую классификационную структуру:

1 Устройства преобразования типа «а/д сигнал - ЦИ», т.е. преобразующие аналоговые и дискретные сигналы в цифровой вид для передачи по цифровому интерфейсу и наоборот. Внутри этого типа можно выделить классы:

1.1 Модули аналогового/дискретного ввода/вывода, выполненные в одном конструктиве.

1.2 Устройства типа «а/д - модуль - монтажная плата - ЦИ».

1.3 Устройства типа «а/д - модуль - монтажная плата - контроллер - ЦИ».

2 Вспомогательные устройства:

2.1 Устройства типа «ЦИ - ЦИ», служащие для преобразования интерфейсов либо для организации новых сегментов измерительной сети (коммуникационные модули).

2.2 Модули нормализации и гальванической развязки («а/д - модуль - а/д»).

3 Платы для ввода/вывода данных в промышленный компьютер:

3.1 Формирователь интерфейсов («ЦИ - плата - промышленный компьютер»).

3.2 Платы АЦП/ЦАП («а/д - плата - промышленный компьютер»).

Некоторые УСО используют монтажные платы для установки модулей ввода/вывода. На некоторых из этих плат установлены АЦП/ЦАП-преобразователи и формирователи ЦИ.

Устройства первого вида являются основными УСО, используемыми в автоматизации и поэтому широко представленными производителями. Эти устройства предназначены для реализации взаимодействия между

вычислительной системой и датчиками непрерывных и дискретных параметров, а также для выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы.

Модули обеспечивают выполнение следующих функций:

- прием и дешифрацию команд по цифровому каналу;
- ввод и нормализацию аналоговых сигналов (ток и напряжение);
- опрос состояния дискретных входов;
- фильтрацию аналоговых и дискретных входных сигналов;
- вывод аналоговых (ток и напряжение) и дискретных сигналов;
- аналого-цифровое (для модулей аналогового ввода) преобразование;
- цифро-аналоговое (для модулей аналогового вывода) преобразование;
- преобразование шкалы значений непрерывных параметров в предварительно заданные единицы измерения;
- формирование и передачу в адрес основной вычислительной системы информации, содержащей результат измерения или состояние дискретных входов, после получения соответствующего запросу по цифровому каналу.

Настройка и калибровка многих модулей осуществляется программным способом путем передачи в их адрес соответствующих команд по информационной сети.

Модули позволяют создавать на технологическом участке измерительную сеть, основанную на интерфейсе RS-485 и состоящую из нескольких сегментов.

Взаимодействие между основной вычислительной системой (контроллером сети, КС) и модулями, объединенными в сеть, осуществляется путем передачи в адрес каждого модуля запроса, содержащего префикс типа команды, символьное представление сетевого адреса запрашиваемого модуля, число, соответствующее подтипу команды, и символ возврата каретки. Для программного обеспечения КС выдача запроса означает выдачу строки символов в последовательный порт. При получении команды встроенное программное обеспечение модуля производит проверку его корректности и идентификацию, после чего посылает в адрес КС запрашиваемую информацию в виде строки символов.

УСО 2-го класса представляют собой набор модулей, устанавливаемых на монтажную плату. Особенностью этих модулей аналогового/дискретного ввода является то, что они сами по себе не обеспечивают цифрового интерфейса. Выходы этих модулей, как правило, частотные. При этом частота выходного сигнала линейно зависит от значения входного сигнала и меняется в определенном диапазоне (14,4 кГц...72 кГц). Таким образом, чтобы получить цифровое значение входного сигнала, нужно измерить частоту с выхода модуля либо через дискретный порт ввода/вывода либо программным способом, либо используя специализированные монтажные платы, преобразующие частоту в код. Стоимость такой платы ниже, чем для традиционной платы АЦП, поскольку она работает с частотным, т.е. дискретным сигналом, а значит, не содержит дорогих аналоговых цепей.

Дополнительным достоинством устройств развязки данного класса является возможность установки на монтажную панель как аналоговых, так и дискретных модулей ввода/вывода, так как они совместимы по выводам.

Входным сигналом для модулей вывода является управляющее слово в двоичном последовательном коде, которое проходит через опторазвязку и далее через буфер подается на ЦАП. Функцию посылки этого слова принимает на себя монтажная плата.

УСО 3-го класса – это микроконтроллеры использующие те же модули аналогового/дискретного ввода/вывода и монтажные платы, что и описанные выше. Отличительной чертой микроконтроллеров является то, что их семейства могут быть объединены в сеть и обеспечивать гибкие и недорогие решения при применении РС для управления и сбора данных. Кроме того, непосредственное расположение микроконтроллеров рядом с датчиками и исполнительными механизмами сокращает длину линий и увеличивает помехоустойчивость сети.

Они подключаются по интерфейсу RS-422/485 к сетевому серверу, в качестве которого используется промышленный РС или обычный офисный.

Коммуникационные модули предназначены для создания информационно-измерительных сетей, для увеличения протяженности линии связи или организации очередного сегмента сети (повторители).

Кроме того, к этому типу можно отнести преобразователи интерфейсов RS-232/RS-485 и др. Они необходимы для обеспечения связи, например, между измерительной сетью предприятия, построенной на RS-485, и интеллектуальными датчиками, которые, как правило, используют интерфейс RS-232, или радиомодемами.

Платы для ввода/вывода данных в РС работают с информацией, которая приходит либо через интерфейсы RS и др. (в случае с платами формирования интерфейсов), либо вводится в РС непосредственно в аналоговом/дискретном виде через платы АЦП. Данные платы устанавливаются непосредственно в слоты ISA (реже IPC) промышленного или обычного офисного РС.

Платы АЦП/ЦАП используются непосредственно для ввода измеряемой величины в компьютер и/или для вывода управляющих сигналов. Данные платы, как правило, имеют дополнительно несколько каналов цифрового ввода/вывода.

При выборе модулей УСО желательна ориентация на тот интерфейс, на основе которого построена измерительная сеть предприятия, так как в противном случае могут потребоваться модули преобразования интерфейсов. На выбор используемого интерфейса влияет топология сети и протяженность линий связи. Для разветвленных сетей и сетей с протяженными линиями (до 1200 м и более) наиболее подходящим является интерфейс RS-485. Количество устройств, подсоединенных к такой сети, ограничено 255.

Выбор интерфейса RS-422 в большинстве случаев нецелесообразен, так как он не имеет широкого распространения. Для небольших локальных сетей с количеством устройств порядка нескольких единиц может быть использован RS-232. Его преимуществом является то, что он встроен во все промышленные и офисные РС и не требует дополнительных устройств. Недостаток - малая протяженность линий связи.

Протяженные сигнальные линии от датчиков и исполнительных устройств к центральному контроллеру часто приводят к проблемам, связанными с недостаточной помехоустойчивостью и поиском неисправностей.

6.8.1 Выбор устройств сопряжения с объектом

В качестве УСО нижнего уровня выбираю TOPAZ MU. Это устройство выполняет функцию аналого-цифрового преобразования входных сигналов от измерительных трансформаторов тока и напряжения и осуществляет передачу измеренных данных на высший уровень в формате Sampled Values согласно протоколу МЭК 61850-9-2.

Также, в зависимости от модификации, устройство предназначено для выполнения следующих функций[45]:

- телесигнализации дискретного состояния объектов;
- телеуправления объектами;
- дискретного контроля наличия напряжения сети;
- передачи данных телесигнализации и дискретного контроля наличия напряжения сети по каналам связи;
- прием и выполнение команд телеуправления, в том числе по протоколу МЭК 61850-8-1.

Устройство предназначено для круглосуточной эксплуатации в стационарных условиях в производственных помещениях.

Устройство выполнено в корпусе, не поддерживающем горение с креплением для установки на DIN-рейку. Вентиляционные отверстия расположены сверху и снизу корпуса. Степень защиты от проникновения внутрь твердых частиц, пыли и воды – не ниже IP20 по ГОСТ 14254-2015.

По устойчивости к механическим воздействиям, устройство относится к классу М40 по ГОСТ 30631-99.

По рабочим условиям эксплуатации (климатическим воздействиям) устройство соответствует изделиям группы С2 по ГОСТ Р 52931-2008.

По устойчивости к воздействию атмосферного давления устройство соответствует группе Р2 по ГОСТ Р 52931-2008.

По устойчивости к электромагнитным помехам устройство соответствует ГОСТ Р 51318.11-2006 для класса А группы 1, и ГОСТ Р 51317.6.5-2006 для оборудования, применяемого на электростанциях и подстанциях.

Радиопомехи не превышают значений, установленных для класса А по ГОСТ 30805.22-2013, для класса А по ГОСТ 30804.3.2-2013.

Устройство, в части защиты от поражения электрическим током, соответствует требованиям ГОСТ 12.2.091-2012. Класс защиты от поражения электрическим током - I по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Электрическое сопротивление изоляции устройства не менее 2,5 МОм. Электрическая прочность изоляции устройства выдерживает без разрушения испытательное напряжение 2500 В, 50 Гц в течение 1 мин.

Устройство соответствует требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

Устройство является восстанавливаемым, ремонтируемым изделием, предназначенным для круглосуточной эксплуатации в стационарных условиях в производственных помещениях. Режим работы устройства непрерывный. Продолжительность непрерывной работы не ограничена. Норма средней наработки на отказ в нормальных условиях применения составляет 385000 ч. Полный средний срок службы составляет 30 лет. Среднее время восстановления работоспособности на объекте эксплуатации (без учета времени прибытия персонала и при наличии запасных частей) не более 30 минут.

Кратковременные перерывы питания (до 200 мс) не влияют на работу устройства. При нарушении питания на время более 200 мс, устройство корректно завершает свою работу, а при восстановлении напряжения питания устройство переходит в рабочий режим автоматически. Под корректным завершением работы в данном случае понимается отсутствие ложного формирования команд ТУ, передачи ложной информации и потери конфигурационной информации. Устройство обеспечивает нормальную работу

при произвольном изменении напряжения питания в пределах рабочего диапазона.

Конфигурация устройства сохраняется в энергонезависимой памяти, которая обеспечивает сохранение параметров, при отсутствии напряжения питания, в течение 30 лет.

6.8.2 Устройство и работа УСО TOPAZ MU

После подачи питания производится инициализация устройства. В случае успешной инициализации, индикатор готовности RDU светится зеленым цветом (при старте свет стабильный, в процессе работы мигает зеленым цветом с частотой 1 Гц). В случае любой аварийной ситуации в процессе работы устройства, свечение индикатора готовности непрерывное или отсутствует.

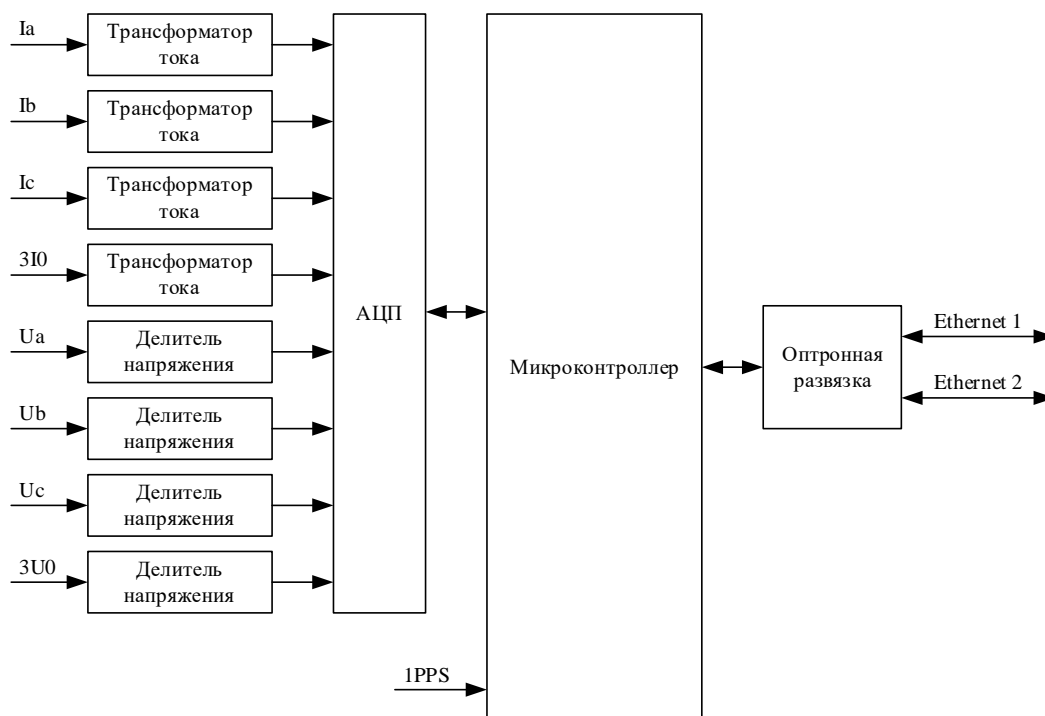


Рисунок 52 – Схема работы устройства TOPAZ MU

Устройство подключается к «шине процесса» по оптическим или медным интерфейсам связи и публикует потоки данных, на прием которых подписываются другие устройства (например, цифровые терминалы РЗА, счетчики электроэнергии, системы контроля ПКЭ и др.), так же подключенные к шине процесса.

7 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ОРГАНИЗАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕРКЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

7.1 Принципиальные особенности выполнения и проверки микропроцессорных устройств РЗА (МП РЗА)

7.1.1 Формирование структуры МП РЗА на основе общей программной основы, приводящее к трудности выделения функционально законченных блоков, для сложных защит и комплексов МП РЗА затрудняет проверку выбранных уставок и параметров вследствие взаимного влияния и одновременного запуска других защитных функций. Это приводит к необходимости применения при проверке уставок дополнительных мер по исключению влияния непроверяемых функций в процессе проверки путем программирования изменения исходной конфигурации терминалов. Это, в свою очередь, требует объективной оценки корректности проводимых проверок.

Принципиальным моментом является и то, что не всегда проверку срабатывания отдельных функций МП РЗА (по току, напряжению, сопротивлению) можно проводить в статическом режиме путем плавной подачи (изменения) входных величин переменного тока и напряжения изменения сигналов). Так, при проверке уставок, характеристик и логических функций МП РЗА следует применять преимущественно скачкообразное изменение входных величин от нагрузочного режима к аварийному, что в основном соответствует соотношениям между входными величинами УРЗА, возникающими при КЗ.

С учетом указанного, при наладочных проверках обычно производят ряд перепрограммирований микропроцессорных терминалов, что позволяет путем блокирования отдельных функций и изменения логических параметров определить уставки и характеристики МП РЗА. После завершения наладочных работ в терминал «загружается», с учетом произведенных корректировок, первоначальная заданная проектом конфигурация (программа), после чего в

целях контроля правильности введенной конфигурации считываются и сверяются с заданными уставками и параметрами терминала.

7.1.2 Совершенствование наладочных проверок, настроек и испытаний может быть достигнуто использованием специализированных средств автоматизации на основе программно-управляемых устройств проверки с программным обеспечением, соответствующим устройствам различных типов и изготовителей. Это обеспечивает, прежде всего, большую достоверность и существенное уменьшение доли «ручных» испытаний в различных режимах проверки уставок и характеристик, что снижает ошибки вследствие «человеческого фактора», а также дает возможность контроля и протоколирования результатов и быстрого повторения проверки или определенных ее этапов после корректировок уставок и параметров.

7.1.3 Следует иметь в виду, что только проверка уставок, характеристик и отдельных функциональных связей не обеспечивает полноценную проверку функциональной готовности микропроцессорного терминала и, тем более, всего комплекса МП РЗА объекта к правильным действиям при различных расчетных видах повреждений на защищаемом объекте ввиду возможности ошибок как на проектном уровне и при программировании логическофункциональных связей, так и в процессе наладки. Поэтому при приемочных испытаниях должна использоваться методика проверки, при которой при вводе в эксплуатацию производится наряду с другими действиями проверка всего комплекса РЗА объекта путем имитации повреждений на объекте с соответствующими сигналами, подводимыми к входам комплекса РЗА (см. ниже).

Основной задачей данной проверки является подтверждение правильной работы всего комплекса РЗА объекта. При этом ход проведения проверки мало зависит от типа применяемых МП РЗА, так как контролируется реакция всего комплекса РЗА на различные внешние и внутренние повреждения на объекте, в том числе успешные и неуспешные АПВ и ОАПВ, действие УРОВ и др. с учетом взаимодействия с РЗА других объектов. Таким образом, контролируются не только ошибки при монтаже и наладке, но и возможные ошибки в проекте, так

как проверяется в режиме, приближенном к реальному, реакция комплекса МП РЗА на возможные аварийные ситуации.

Подробные методики проведения комплексных проверок МП устройств РЗА, работающих по протоколу МЭК 61850, как при новом включении, так и в процессе эксплуатации, приведены в СТО «Проверка работоспособности устройств РЗА».

7.1.4 Если вследствие изменения эксплуатационных условий или режимов возникнет необходимость изменить условия форматирования или параметрирования устройства РЗА, эксплуатационный персонал должен сделать это самостоятельно, используя заводские инструкции, или нанять специализированную подрядную фирму.

7.2 Подготовительные работы.

7.2.1 Анализ принципиальных схем, задания на параметрирование МП устройств РЗА на соответствие принятым проектным решениям и техническим характеристикам (функциям) устройства.

7.2.2 Проверка полноты необходимой рабочей проектной документации. Проверка согласованности этой документации с организацией, выдавшей задание по настройке устройства РЗА, со службами РЗА МЭС (ПМЭС).

Документация, нужная для настройки и проверки устройств:

- 1) Принципиальные (полные) схемы.
- 2) Задание на параметрирование в составе:
 - схема конфигурации (внутренней логики);
 - таблицы параметрирования терминалов (бланки уставок);
 - перечни дискретных и аналоговых сигналов для регистрации встроенными осциллографами и регистраторами событий;
 - перечни сигналов светодиодной индикации;
 - перечни сигналов для передачи в АСУ ТП (при наличии).

Кроме того, должны быть подготовлены схемы завода-изготовителя на шкафы/панели, руководства по эксплуатации на все устройства и программное обеспечение.

7.2.3 Подготовка программы проверки и формы протокола проверки в соответствии с основными положениями настоящей Инструкции и рекомендации по техническому обслуживанию производителя устройства РЗА.

7.2.4 Подготовка (установка) необходимого программного обеспечения для параметрирования и конфигурирования терминалов, проверка соответствия версий программного обеспечения и версий МП терминалов; подготовка необходимых кабелей и преобразователей для подключения компьютера к МП терминалам.

7.2.5 Подготовка испытательных устройств, измерительных приборов, соединительных проводов, запасных частей и инструмента.

7.2.6 Допуск к работе.

7.2.7 Отсоединение всех цепей связи на рядах зажимов проверяемого устройства (панели, шкафа и т.п.) с другими устройствами, в том числе, по цифровым каналам связи с оформлением соответствующих записей и отметок в программе проверки.

7.3 Осмотр МП терминалов и всего оборудования шкафа

Осмотр производится на предмет:

а) выявления отсутствия внешних следов ударов, повреждений, потеков жидкостей в том числе и высохших;

б) выявления отсутствия налета окислов на металлических поверхностях, отсутствия запыленности;

в) проверки состояния контактных поверхностей рядов зажимов входных и выходных сигналов, разъемов интерфейса связи;

г) выявления отсутствия механических повреждений у элементов управления;

д) проверки соответствия типов аппаратов, установленных в шкафу (панели) - заводской спецификации и проектной документации;

е) проверки правильности выполнения концевых разделок контрольных кабелей, уплотнений проходных отверстий;

ж) проверки состояния уплотнений дверок шкафов, кожухов и т.д.;

з) проверки состояния и правильности выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;

и) проверки наличия и правильности надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, проверки наличия и правильности маркировки кабелей, жил кабелей, проводов.

к) проверки надежности механического крепления элементов оборудования шкафа, проверки затяжки винтовых соединений монтажа шкафа.

7.4 Проверка изоляции

7.4.1 Измерение сопротивления изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) выполняется по отношению к корпусу и между собой:

- 1) входных цепей тока;
- 2) входных цепей напряжения;
- 3) цепей питания оперативным током;
- 4) входных цепей дискретных сигналов;
- 5) выходных цепей дискретных сигналов от контактов выходных реле.

Измерение производится мегомметром на 1000 В, сопротивление изоляции должно быть не менее 10 МОм.

7.4.2 Испытание электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи) выполняется по отношению к корпусу и между собой. Испытание проводится переменным напряжением 1000 В, частотой 50 Гц в течение 1 минуты.

7.5 Основные проверки и настройки МП РЗА

7.5.1 Задание требуемой конфигурации устройства РЗА. Загружаемая в МП терминал конфигурация должна быть согласована в соответствии с п. 7.2.2.

7.5.2 Задание уставок и режимов работы (параметрирование) МП устройства РЗА. Загружаемые в МП терминал данные параметрирования должны быть согласованы в соответствии с п. 7.2.2.

7.5.3 Проверка порогов срабатывания задействованных дискретных входов приёма сигналов от внешних устройств на соответствие технической документации завода-изготовителя.

7.5.4 Проверка всех используемых режимов и уставок (параметров срабатывания), задействованных функций устройства РЗА в соответствии с заданным параметрированием, с подачей от проверочной установки токов, напряжений, дискретных управляющих сигналов. Проверка параметров (уставок) срабатывания и возврата каждого измерительного органа и функционального узла для задействованных функций, времени их действия, контроль состояния выходных реле, светодиодов при срабатывании, контроль выдаваемой по цифровому интерфейсу связи информации и её прохождения в АСУ ТП (ССПТИ) и внешние РАС. Функции, не задействованные в соответствии с заданием на параметрирование, не проверяются.

Проверке не подлежат параметры и характеристики функций устройства РЗА, определяемые принципом их действия (алгоритмом работы) и не регулируемые при параметрировании (собственные времена срабатывания измерительных органов, ток точной работы и т.п.).

Допустимые значения максимальных отклонений уставок от заданных не должны превышать паспортные величины, приведенные в технической документации завода-изготовителя МП терминала.

7.5.5 Проверка (в соответствии с программой, указанной в п. 7.2.3 взаимодействия всех используемых функций и логических цепей терминала РЗА с контролем состояния всех контактов выходных реле, светодиодов и ламп сигнализации, с контролем выдаваемой по цифровому интерфейсу связи информации и её прохождением в АСУ ТП (ССПТИ) и внешние РАС. Проверка проводится путем создания условий для поочередного срабатывания каждой используемой функции и подачи необходимых сигналов на дискретные входы защиты. Анализ поведения МП терминала выполняется по выходным реле, осциллограммам и журналам событий внутреннего регистратора. Полученные осциллограммы и события в обязательном порядке должны быть приложены к протоколам наладки.

7.5.6 Проверка функций регистрации событий, осциллографирования сигналов, определения места повреждения, отображения параметров защиты с

подачей от проверочной установки токов, напряжений, дискретных управляющих сигналов.

7.5.7 Проверка отсутствия ложных действий при снятии и подаче напряжения оперативного тока с повторным включением, через интервал времени 100-500 мс, на рабочих значениях уставок, с подачей тока (напряжения), равного 0,8 от значения тока (напряжения) срабатывания (1,2 от значения сопротивления срабатывания).

7.5.8 Проверка электрических характеристик вспомогательных устройств и аппаратов шкафа (приемопередатчики, промежуточные реле и т.д.) в соответствии с действующей НТД или технической документацией производителя этих устройств.

7.5.9 Проверка управляющих функций РЗА с воздействием контактов выходных реле терминала в цепи управления коммутационными аппаратами (опробование действия защиты и АПВ на отключение и включение выключателей и др.).

Проверка указанных воздействий производится отдельно для каждого электромагнита.

7.5.10 Проверка управления коммутационными аппаратами присоединения (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами) с помощью средств терминала (при наличии такой возможности).

После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в цепях связи его с коммутационными аппаратами и другими устройствами не должны производиться.

7.5.11 Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых цепей выходных реле).

7.5.12 Проверка взаимодействия с другими РЗА, управления и сигнализации (проверка всех используемых дискретных оптовоходов).

7.5.13 Проверка взаимодействия с другими устройствами РЗА, управления и сигнализации с использованием цифровых каналов связи. Проверка правильности функционирования MMS-сообщений и технологии

протокола обмена по МЭК 61850. Проверка должна производиться с учетом положений подраздела 7.1.

7.5.14 Проверка функционирования автоматизированного рабочего места (АРМ) релейного персонала, при наличии. Проверка выполняется совместно с персоналом соответствующего подразделения (АСУ, связь и т.п.).

7.5.15 Проверка формирования сообщений от терминалов о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи:

- для MMS-сообщений - при блокировании (отключении от сети) интерфейсного блока связи с сетью Ethernet;
- для терминалов дифференциальной защиты линии - проверка при отключении кабеля связи от портов передачи данных;
- для дифференциальной защиты шин распределенного типа - при отключении кабеля передачи данных от терминалов присоединений.

В указанных случаях необходимо проконтролировать отсутствие ложных срабатываний и формирование соответствующей сигнализации.

7.5.16 Проверка функционирования тестового контроля снятием и подачей напряжения питания - с перезагрузкой терминала. Проверка результатов работы системы самодиагностики по статусу сигналов исправности отдельных блоков, каналов связи, синхронизации времени и т.д.

7.5.17 Проверка рабочим током и напряжением:

- проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к МП терминалу с использованием устройства отображения (дисплея терминала) измеряемых значений по входным аналоговым каналам и сравнением их с заведомо правильными измерениями (например, щитовых приборов и второго терминала защиты и т.д.);
- проверка правильности включения по цепям напряжения органа контроля напряжения и синхронизма АПВ;
- проверка правильности подключения токовой направленной защиты;
- проверка правильности подключения дистанционной защиты;
- проверка правильности включения измерительных органов

противоаварийной автоматики;

- двухсторонняя проверка правильности подключения дифференциальной защиты линии;
- двухсторонняя проверка правильности подключения дифференциально-фазной защиты линии;
- проверка правильности подключения дифференциальных защит подстанционного оборудования;
- проверка поведения устройства блокировки при неисправностях в цепях напряжения при имитации нарушений и отключении цепей напряжения поочередным отключением одной, двух и трех фаз одновременно;
- выполнение иных проверок, предусмотренных заводом-изготовителем при наладке и вводе терминала в работу.

7.5.18 После завершения работ по проверке МП терминала рабочим током и напряжением, перед сдачей устройства РЗА ответственному за эксплуатацию персоналу необходимо:

- проверить соответствие параметрирования и конфигурирования заданным. Особое внимание необходимо обратить на те функции, уставки (параметры), состояние или значение которых менялось при выполнении различных проверок;
- произвести контроль значений текущих параметров и исправного состояния устройства по дисплею терминала, сигнальным элементам и сообщениям (сигналам) АСУ ТП;
- выполнить очистку памяти встроенного регистратора (осциллографа), буфера событий (при наличии возможности), счётчиков отключений/включений (попыток АПВ) и квитирование светодиодной сигнализации.

7.5.19 При подготовке устройства к включению выполняются:

- инструктаж оперативного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации;
- сдача этих устройств и их инструкций оперативному персоналу;
- запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии

проверенных устройств и о возможности включения их в работу. Оформление паспортов-протоколов устройства.

7.6 Итоговая комплексная проверка

7.6.1 Общие положения

Итоговая комплексная проверка включает определенную совокупность испытаний МП РЗА и является объективным критерием проверки функциональной готовности вводимой в эксплуатацию на подстанции МП РЗА.

Основная методика проведения ИКП основана на принципе «черного ящика» - на входах комплекса МП РЗА создаются сигналы, соответствующие различным повреждениям в энергосистеме и контролируется правильность генерируемых комплексом команд и сообщений. Поэтому необходимость специальных знаний, связанных с особенностями МП РЗА отдельных производителей минимизируется. Ошибки, связанные с переходом от режима проверки к рабочему режиму, также минимизируются тем, что этот переход определяется в основном переключениями в цепях переменного тока и выходных сигналов комплекса и не затрагивает операции с микропроцессорными терминалами. Правильность восстановления цепей переменного тока и напряжения проверяется обычным методом контроля «под нагрузкой» и выполняется в соответствии с рабочей программой работ.

При всех тестах ИКП целесообразно исходить из того, что проверяемое МП РЗА удовлетворяет гарантируемым изготовителем техническим требованиям и наладочные работы по отдельным терминалам проведены в основном правильно (подтверждается списком установленных в соответствии с проектом параметров и уставок). Поэтому основной задачей ИКП является проверка правильности выполнения проекта в целом, в том числе концепции РЗА и готовности комплекса МП РЗА выполнять заданные функции при возникновении аварийных ситуаций.

При проведении ИПК обязательно соблюдение организационных мероприятий при проведении работ в устройствах РЗА, указанных в Разделе 5 СТО56947007-33.040.20.181-2014 для предотвращения неправильных действий

устройств РЗА, находящихся в эксплуатации на подстанции.

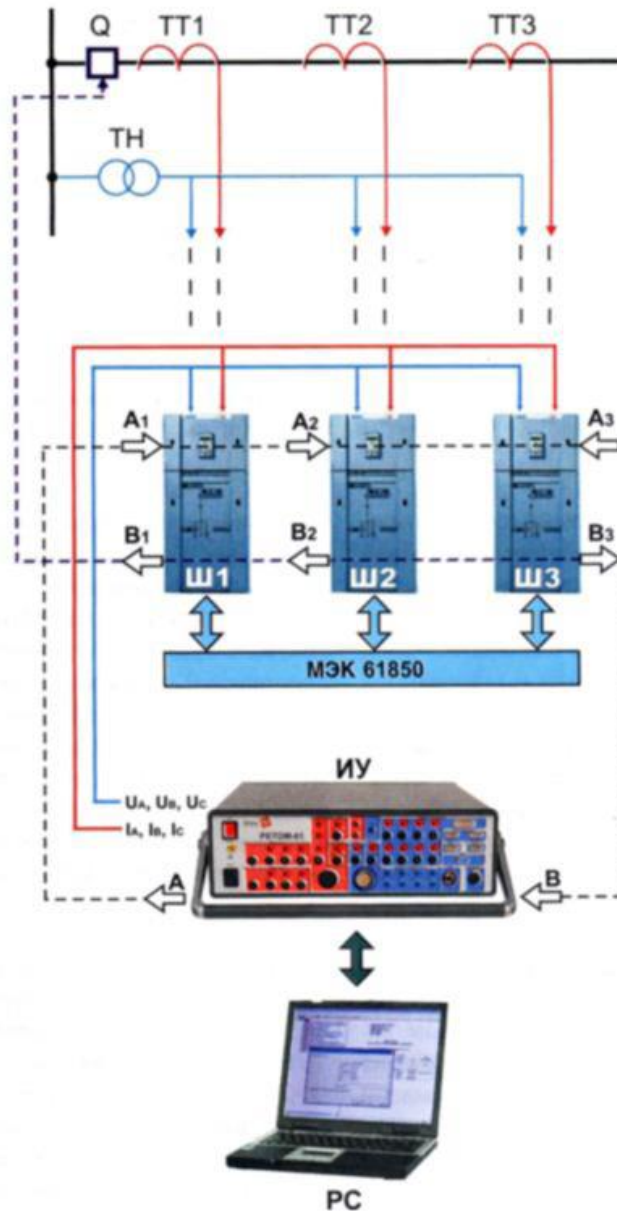


Рисунок 53 – Упрощенная структура комплексной проверки МП РЗА объекта

ИКП характеризуются следующими общими условиями выполнения работы для примера комплекса МП РЗА, состоящего из 3 комплектных устройств - шкафов Ш1, Ш2, Ш3, структура которого приведена на рисунке 53:

- Конфигурация, параметры и уставки проверяемого МП РЗА полностью соответствуют рабочему состоянию отдельных терминалов и всего комплекса МП РЗА объекта, предусмотренному проектом.

- Входные цепи переменного тока и напряжения отсоединены от измерительных трансформаторов и подсоединены к входам испытательного

устройства, генерирующего трехфазные системы токов и напряжений, заданное количество выходных сигналов А, подводимых в данном случае к шкафам Ш1, Ш2, Ш3 (А1, А2, А3) и контролирующего заданное количество выходных сигналов МП РЗА (В), определяемых выходными сигналами В1, В2, В3 отдельных шкафов комплекса.

- Схемы подключения входных сигналов варьируются в зависимости от конкретных условий. Испытательное устройство может генерировать и контролировать команды и сообщения в формате протокола МЭК 61850 (для МП РЗА, выполненных с учетом требований МЭК 61850).

- Программно-управляемое от промышленного компьютера испытательное устройство генерирует сигналы переменного тока и напряжения, соответствующие различным видам КЗ внутри и вне защищаемого объекта (определяется специальной программой) и синхронно с необходимыми сдвигами по времени генерирует дискретные сигналы А, соответствующие действию (командам) от РЗА других объектов, если они в данном случае предусмотрены и обусловлены принципом действия комплекса ЦРЗА. Одновременно контролируются и выходные сигналы комплекса В (В1, В2, В3), подаваемые от комплекса на вход устройства.

- При проверке и испытаниях МП РЗА применяются программно-управляемые испытательные устройства, содержащие приставки с размножителями входных и выходных сигналов, выпускаемые в России (РЕТОМ) или за рубежом (Omicron, Doble Engineering и др.).

- При проверках и испытаниях применяются специальные тестовые модели и сигналы в соответствии с методиками предприятия.

Принципиальным моментом при использовании тестовых программ расчета КЗ и других возможных нарушений в работе электрической сети является то, что модели для расчета должны быть максимально простыми, по возможности стандартизированными и служить только для проверки правильности реализации проекта комплекса РЗА и прежде всего выполнения, как уже указывалось, программируемых логическо-функциональных связей и

других видов соединений и обмена сигналами, полноценный умозрительный анализ которых не всегда возможен.

В простейших случаях, например, для МП РЗА с многоступенчатой дистанционной защитой ВЛ достаточно имитировать различные КЗ в зонах и вне зон действия с учетом режимов АПВ, ОАПВ, УРОВ и др. При этом, обеспечивается скачок Z от нормального режима $ZН$ к сопротивлению $ZК$.

Более оптимальным является простейшая модель ВЛ с эквивалентными сопротивлениями, соответствующими параметрам энергосистемы, или простейшая модель для проверки защит трансформатора при внутренних и внешних КЗ. Для упрощения достаточно иметь только статические расчеты доаварийных, аварийных и послеаварийных величин, т.е. использовать скачкообразно изменяющиеся синусоидальные сигналы.

Итоговая комплексная проверка обязательно должна включать в себя не только внешние и внутренние повреждения на объекте, но и более сложные аварийные режимы, в которых должно быть обеспечено правильное функционирование комплекса МП РЗА, в том числе:

- успешное и неуспешное АПВ и ОАПВ, если эти функции предусмотрены;
- функционирование при возникновении КЗ в цикле ОАПВ;
- отказ выключателя при КЗ и функционирование УРОВ;
- функционирование при приходе различного вида ВЧ-команд с противоположного конца ВЛ;
- включение при опробовании линии на КЗ и др.

7.6.2 В основные этапы итоговой комплексной проверки входит:

- Анализ полноты протоколов наладочных испытаний и их правильности, включая файлы параметрирования и конфигурирования отдельных МП РЗА.
- Определение эквивалентных параметров упрощенных схем моделирования повреждений.
- Определение на основе анализа проекта РЗА объекта объема испытаний ИКП (места и виды повреждений, в том числе с учетом успешных и неуспешных

АПВ, ОАПВ, отказов выключателей, ускорения отключения и т.п.).

- Разработка на основе имеющейся базовой программы отдельных тестовых программ для реализации объема испытаний ИКП в соответствии с п.

Базовая тестовая программа, входящая в программное обеспечение испытательного устройства должна обеспечивать возможность программирования каждого испытания как последовательности (совокупности) единичных тестов, характеризующихся заданными на определенный промежуток времени комбинациями входных сигналов переменного тока и напряжения ($U_A...U_C, I_A...I_C$) и дискретных сигналов A - рис. 53. При этом сигналы переменного тока и напряжения генерируются программой моделирования повреждений в упрощенной эквивалентной схеме замещения, которая является частью базовой тестовой программы. Сигналы A моделируют необходимые при проверке команды от других МП РЗА. В результате испытательное устройство генерирует во времени при каждом проверяемом повреждении последовательность единичных тестов, соответствующих протеканию заданного в ИКП режима повреждения.

Смена единичных тестов зависит и от команд B (логических сигналов), генерируемых проверяемым комплексом МП РЗА и подводимых к испытательному устройству (например, переход к единичному тесту бестокового режима после команды отключения выключателя).

Одновременно при программировании тестов задаются с помощью базовой программы для каждого единичного теста ожидаемые комбинации выходных сигналов МП РЗА ($B_{зад}$), которые должны возникнуть в определенные диапазоны времени при правильном функционировании защитного комплекса.

В процессе ИКП при каждом тесте, определяющем конкретное повреждение K_n , испытательное устройство генерирует соответствующие сигналы переменного тока и напряжения и дискретные сигналы A , подводимые к входам проверяемого комплекса МП РЗА. Одновременно с помощью специальной программы производится сравнение во времени последовательности выходных сигналов B с заданной последовательностью $B_{зад}$,

характеризующей правильное функционирование при данном виде повреждения $K_{п}$. Это позволяет фиксировать в автоматическом режиме в процессе проверки возникающие несоответствия сигналов, характеризующие ошибки, возникшие при проектировании или в процессе наладочных работ.

В ходе проверки проводится запись и протоколирование всех промежуточных результатов (сигналов переменного тока и напряжения), дискретных входных и выходных сигналов МП РЗА, сообщений генерируемых МП РЗА и текущих результатов отдельных тестов, в том числе и единичных. Указанное обеспечивает не только контроль результатов, но и анализ и выявление ошибок на любом этапе ИКП.

Программа ИКП должна быть доступна по сложности эксплуатационному персоналу и должна обеспечить возможность быстрого повторения проверки или отдельных тестов при новом контроле или после корректировки и устранения выявленных ошибок, что обеспечивается записью хода проверки УРЗА данного объекта на носитель информации.

7.6.3 Особенности проверки защит абсолютной селективности.

Рассмотренные выше принципы ИКП могут быть распространены на защиты ВЛ абсолютной селективности, в частности дифференциальные защиты, состоящие из двух или нескольких расположенных по концам ВЛ полукомплектов.

В данном случае моделирование КЗ также проводится на основе упрощенной эквивалентной схемы либо для протяженных ВЛ на основе более усложненных схем с учетом емкостной проводимости ВЛ.

Моделирование КЗ производится одновременно в обоих испытательных устройствах, расположенных по концам ВЛ, причем запуск испытательных устройств при тестах синхронизируется с помощью спутниковой связи.

Подготовка комплексов УРЗА к испытаниям производится по описанной выше методике путем переключения цепей переменного тока к входам испытательных устройств. При проведении ИКП путем имитации внешних и внутренних КЗ на ВЛ проверяются функционирование обоих полукомплектов

защит по концам ВЛ одновременно с каналами связи, остающимися в рабочем состоянии. Основное отличие испытаний от реальных КЗ в этом случае заключается лишь в других источниках сигналов переменного тока и напряжения, подводимых к МП РЗА.

7.7 Приемка из наладки

Приемка МП РЗА из наладки выполняется после завершения всех индивидуальных и комплексных проверок и испытаний МП РЗА с получением положительных результатов.

При выполнении приемки из наладки МП РЗА на эксплуатируемых и реконструируемых подстанциях принимающим персоналом должны быть выполнены следующие работы.

7.7.1 Анализ принципиальных схем, задания на параметрирование МП устройств РЗА на соответствие согласованным в установленном порядке проектным решениям и техническим характеристикам (функциям) устройства.

7.7.2 Анализ выполненного в терминалах конфигурирования и параметрирования на предмет соответствия согласованным проектным решениям и выданным уставкам.

7.7.3 Работы по пунктам 7.5.4-7.5.16 наладки выполняются наладочной организацией под контролем принимающей стороны.

7.7.4 Работы по пунктам 7.5.17, 7.5.18 наладки выполняются принимающей стороной совместно с наладочной организацией.

7.7.5 По окончании приемки принимающей стороне передаются протоколы наладочных испытаний с отметкой результатов выполнения работ. В приложении к протоколу должны обязательно прилагаться бланки заданных в МП терминалах уставок и схемы конфигурации. Допускается выполнять распечатку заданных в МП терминалах уставок и конфигурации с помощью средств формирования отчетов программного обеспечения, предназначенного для конфигурирования и обслуживания терминалов.

7.7.6 После завершения всех работ по вводу МП устройств РЗА в эксплуатацию необходимо считать из памяти терминалов файлы

параметрирования и конфигурирования (действующий проект) и сохранить, для исключения случайной потери, как минимум, в двух местах: например, на CD-диске и на жестком диске ноутбука, предназначенного для обслуживания МП терминалов. Предыдущие файлы параметрирования и конфигурирования должны быть сохранены как архив.

Файл параметрирования, считанный с терминала, должен быть согласован, в части задаваемых параметров, с эксплуатирующей организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления, если параметры настройки устройства РЗА задаются им.

7.7.7 Приемка из наладки МП РЗА для подстанций нового поколения производится в соответствии с указаниями специальных организационно-распорядительных документов энергоснабжающей организации.

7.8 Техническое обслуживание микропроцессорных защит.

7.8.1 Объемы и периодичность технического обслуживания МП устройств РЗА приведены в СТО «Правила технического обслуживания устройств РЗА».

7.8.2 Одним из важнейших методов технического обслуживания МП устройств РЗА должен быть периодический просмотр журнала самоконтроля терминала персоналом МСРЗА с регистрацией даты просмотра. При этом появление сигналов о регистрации события "дефект терминала РЗА" должно приводить к внеочередным просмотрам журнала самоконтроля с отметкой о принятых мерах в журнале дефектов подстанции.

7.8.3 Профилактический контроль МП устройств РЗА может проводиться с большими интервалами, чем это принято для электромеханических РЗА, поскольку имеется самодиагностика. Этот контроль должен совмещаться с ревизией силового защищаемого оборудования с тем, чтобы избежать необходимости снимать выходные цепи с защиты. Следует вообще при проверках избегать разборки цепей РЗА. Это должно сократить число отказов по вине персонала РЗА.

7.8.4 При проверках, совмещённых с ревизией силового оборудования, можно с успехом использовать средства тестирования и проверку в полной схеме

с подачей токов и напряжений в разных фазах от посторонних источников. Лучше использовать для этого программируемые имитаторы.

7.9 Внеплановые и послеаварийные проверки.

Внеплановые проверки МП РЗА выполняются при частичном изменении принципиальных схем, используемых функций, режимов работы используемых функций, их взаимодействия, изменении уставок (параметрирования), при восстановлении цепей, нарушенных при ремонтах другого оборудования. Объем работ, выполняемых при внеплановой проверке, должен обеспечивать полноценную проверку всех выполненных изменений и в каждом конкретном случае определяется при проработке оперативной заявки и разработке программы (рабочей программы)

Послеаварийные проверки проводятся для выяснения причин отказов, ложной или излишней работы МП устройств РЗА. Выполняются по разрабатываемым для каждого конкретного случая разовым программам.

7.10 Технические осмотры.

Периодически должны производиться технические осмотры МП терминалов и оборудования шкафов РЗА закрепленным за ПС персоналом служб РЗА. Такие осмотры также обязательно проводятся после ввода в работу первичного и вторичного оборудования после наладки, выполнения эксплуатационных ремонтных работ, когда производились изменения в режимах работы устройств РЗА.

При осмотрах МП терминалов необходимо проверять наличие питания и исправное состояние устройства по статусу соответствующих сигнальных светодиодов, наличие информации о нормальном рабочем состоянии по соответствующим светодиодам и на мониторе (ЖК индикаторе) терминала (дата/время, показания токов, напряжений и т.д.), отсутствие горящих светодиодов неисправности и срабатывания защитных, управляющих функций. На ПС с АСУ ТП, имеющих синхронизацию времени интегрированных подсистем от GPS, контролировать синхронность показаний дата/время всех терминалов и соответствие их времени точному астрономическому. На ПС, не

оборудованных АСУ ТП, производить, при необходимости, корректировку показаний дата/время терминалов.

При осмотрах оборудования шкафов РЗА необходимо проверять положение режимных ключей, переключателей, испытательных блоков и соответствие их положения режимам работы первичного оборудования и устройств РЗА, связи и др.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

8.1 Общие положения

В данной главе рассмотрены следующие вопросы: технико-экономическое сравнение и выбор устройств диагностики и мониторинга основного оборудования, а также пример расчета экономической выгоды от внедрения системы мониторинга и анализ повреждения трансформатора после ее введения [46].

8.2 Техничко-экономическое сравнение и выбор устройств диагностики и мониторинга основного оборудования

Для основного силового электротехнического оборудования ПС 220 кВ Благовещенская можно применить следующие виды панелей (шкафов) и терминалов СНК, выпускаемых электротехнической промышленностью РФ:

TDM, IDR-10, GIS-DM и BDM от производителя ООО «DIMRUS» + анализатора трансформаторного масла HYDROCAL 1005 от ООО «МТЕ»;

SAFE-T от производителя ООО «Энергоавтоматизация».

Указанные выше типы устройств выполнены с широким использованием микропроцессоров и интегральных микросхем, реализуют сложные алгоритмы анализа основного оборудования, что позволяет обеспечить повышенный контроль за техническим состоянием силового оборудования ПС.

Надежность функционирования, удовлетворяющая принятым для СНК требованиям, достигается рядом мер и, в том числе, применением постоянного функционального автоматического контроля (тестирования), охватывающего значительную часть элементов, с сигнализацией возникающих неисправностей.

В таблице 9 приведен технико-экономический анализ комплектов СНК основного оборудования.

Таблица 9 - Технико-экономическое сравнение комплектов СНК

Место установки	Комплект СНК от ООО «Энергоавтоматизация»		Комплект СНК от ООО «DIMRUS»	
	Терминал	цена, тыс. руб.	Терминал	цена, тыс. руб.
ОРУ 220 кВ	SAFE-T	8 * 250,00	BDM	90,00
			BDM/CB + BDM/PD	8 * (55,00 + 45,00)
KPYЭ 110 кВ		11 * 1250,00	GIS-DM	11 * 470,00
KPYH 35 кВ		6 * 250,00	IDR-10	6 * 90,00
Автотрансформатор		2 * 4900,00	TDM	2 * 1700,00
		HYDROCAL 1005	2 * 2700,00	
	Итого:	16050,00	Итого:	15400,00

Как видно из таблицы 9 комплекты СНК от ООО «DIMRUS» несколько дешевле, чем комплект СНК SAFE-T от ООО «Энергоавтоматизация», который обладает меньшим количеством блоков для анализа неисправностей. Но СНК от ООО «DIMRUS» имеют больше количество программных математических моделей для диагностики и мониторинга неисправностей в оборудовании, а также меньшие затраты на монтаж и эксплуатацию. Поэтому, принимаем для установки на ПС терминалы СНК от ООО «DIMRUS».

8.3 Экономическая выгода от внедрения системы мониторинга и анализ повреждения трансформатора после ее введения

По данным СИГРЭ использование системы мониторинга предотвращает большинство случаев отказов электрооборудования, что определяет стратегическую выгоду, основанную как исключении побочного ущерба. При наблюдении выделения растворенных в трансформаторном масле газов при дефектах, ускорения старения из-за повышенного влагосодержания масла или

аномального нагрева в результате дефектов охлаждающей системы, было выявлена степень определения дефектов более 85%. Из оценки внутреннего давления масла обнаружение дефектов составляет до 90%. Благодаря контролю РПН механических и электрических параметров уровень обнаружения дефектов более 80%. Установка СНК на систему охлаждения позволило определить степень дефектов более 95%.

При рассмотрении 400 единиц силовых трансформаторов 220 кВ показатель отказа составил $f=1,18$. В таблице 10 показаны данные процентной вероятности отключения элемента более 1 дня, и вероятность степени обнаружения дефекта до отключения.

Таблица 10 – Данные риска повреждения в трансформаторе и степень его определения, в %

Компонент	Риск повреждения r_n , %	Степень определения повреждения d_n , %
Обмотка с сердечником	35 %	80 %
РПН	40 %	85 %
Ввод	14 %	95 %
Вспомогательные компоненты	5 %	100 %

С использованием данных таблицы и показателя отказа можно рассчитать общую вероятность P_{tot} обнаружения возможного отказа по формуле 53.

$$P_{tot} = f \cdot \sum_n (r_n \cdot d_n) \quad (53)$$

$$P_{tot} = 1,18 \cdot [(0,35 \cdot 0,8) + (0,4 \cdot 0,85) + (0,14 \cdot 0,95) + 0,05] = 0,91$$

Из формулы видно, что СНК позволяет сократить число отказов от 1,18 в год до 0,91 в год.

Для расчета экономии предотвращения отказа данная вероятность должна быть умножена на затраты в результате отказа. В эти затраты входят капремонт,

частичная перемотка, и принимаются равными половине стоимости нового автотрансформатора. Ежегодная экономия вычисляется по формуле 54.

$$S = P_{tot} \cdot E_{mul} \quad (54)$$

где E_{mul} – затраты в случае отказа.

$$S = 0,91 \cdot \frac{36600}{10} = 3330 \text{ тыс. руб}$$

При ожидаемом сроке службы СНК 10 лет экономия может составить 3330000 рублей за 10 лет эксплуатации, что составляет 9,1% от общей стоимости одного автотрансформатора.

Данные расчеты проведены без побочного ущерба в экономии в результате ремонта, соответственно финансовая выгода окажется больше.

Экономический расчёт остальных элементов общей СНК ПС производится аналогичным способом.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Общие положения

Современное электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу[47].

Кроме этого, здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В настоящей главе рассматриваются вопросы техники безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики, телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

9.2 Техника безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, автоматики и телемеханики

9.2.1 Требования к персоналу

Пусконаладочные работы в электроустановках разрешается производить лицам не моложе 18 лет, которые прошли[48]:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- первичный инструктаж;
- стажировку в течение первых 3-10 смен под наблюдением опытного

специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по технике безопасности и схемам присоединений. Электромонтажному и наладочному персоналу запрещается проводить работы, относящиеся к эксплуатации электроустановок.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах, так как дефекты, повреждения и ошибочные операции в цепях РЗ и А приводят к серьезным авариям и перерывам в электроснабжении потребителей.

9.2.2 Техника безопасности и противопожарная техника

Работы в устройствах релейной защиты и автоматики должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

При работе на панелях и в цепях управления релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования; работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, нарядов-допусков с заданными объемами и последовательностью работ запрещается.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройствах РЗ и А, телемеханики, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, фильтров-присоединения ВЧ-каналов должны иметь постоянное заземление.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле цепь вторичной обмотки трансформатора тока должна быть предварительно закорочена на специально предназначенных для этого зажимах. Замыкание следует проводить посредством перемычки, установку и закрепление которой

выполняют инструментом (отверткой, плоскогубцам) с изолированными рукоятками; в цепях, в которых специальные зажимы для закорачивания отсутствуют, размыкать вторичную цепь трансформатора тока запрещается.

При производстве работы на многоамперных (свыше 6000/5 А) трансформаторах тока или в их вторичных цепях должны соблюдаться следующие меры безопасности:

- шины первичных цепей не должны использоваться в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже токоведущих цепей или выполнении сварочных работ;

- присоединение к зажимам указанных трансформаторов тока цепей измерения и защиты должно производиться после полного окончания монтажа вторичных схем;

- при проверке полярности приборы, которыми она производится, должны быть до подачи импульса тока в первичную обмотку надежно присоединены к зажимам вторичной обмотки.

Электропаяльник в нагретом состоянии должен находиться на металлической подставке с лотком, предотвращающим попадание флюса и нагара на поверхность стола или проводов. По окончании работы электропаяльник следует отключить от сети и убрать в металлический ящик с соблюдением противопожарных мероприятий.

Для прозвонки проводов и жил контрольных кабелей следует пользоваться специальными приборами напряжением не более 12 В. Использование приборов напряжением свыше 12 В запрещается.

Замерять сопротивление изоляции должны не менее чем два лица. Руководитель работ должен иметь группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные члены бригады – не ниже III.

Переносные светильники, применяемые для освещения рабочих мест, должны иметь напряжение не выше 36 В, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных – не выше 12 В.

Рабочее место электромонтажных (наладочных) работ должно быть оснащено противопожарными средствами, а рабочие должны быть обучены правилами пользования ими.

На месте производства электромонтажных (наладочных) работ бригада должна иметь аптечку с набором медикаментов, необходимых для оказания первой помощи.

По окончании работ необходимо:

- привести в порядок рабочее место, удалить остатки материалов, посторонние предметы, обрезки проводов и изоляции;
- убрать инструмент и защитные средства на место их хранения, предварительно осмотрев и зачистив от загрязнений;
- вынести использованный обтирочный материал из помещения, где производились работы, в специально отведенное место.

9.2.3 Пусконаладочные работы

В соответствии с «Типовой инструкцией по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электрических станций и подстанций» при новом включении наладочные работы рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы: подбираются полный комплект проектной и заводской документации, необходимых инструкций и программ испытаний, утвержденные уставки для настройки устройств защиты и электроавтоматики. Производится анализ работы и выверка принципиальных схем.

2. Организуется рабочее место, при этом подготавливаются необходимые испытательные устройства, измерительные приборы, инструменты и приспособления, паспорта-протоколы на все устройства настраиваемого присоединения, оформляется допуск к работе.

Чтобы ошибочно не подать напряжение на соседние панели и устройства, все кабели, подключенные к рядам зажимов проверяемой панели, должны быть отсоединены.

3. Внешний и внутренний осмотр: проверяется соответствие

установленной аппаратуры проекту и заданным уставкам.

4. Визуально и прозвонкой цепей проверяется правильность выполнения маркировки кабелей, жил кабелей, проводов; место установки и выполнения заземления вторичных цепей; наличие необходимых надписей на панелях и аппаратуре, выполняемых, как правило, силами эксплуатационного персонала.

При внутреннем осмотре и проверке механической части аппаратуры проверяют отсутствие видимых повреждений, надежность болтовых соединений и паек, состояние контактных поверхностей. Воздействуя рукой на реле, проверяют ход, перемещение и отсутствие затираний подвижных частей, наличие регламентированных люфтов, зазоров, прогибов, провалов и т.д.

5. Предварительная проверка сопротивления изоляции: проводится для контроля сопротивления изоляции отдельных узлов налаживаемого присоединения перед подачей на них испытательного напряжения от проверочных устройств. Измерение производят мегаомметром на 1000-2500 В между отдельными группами электрически не связанных цепей относительно земли и между собой. Аппаратура, не рассчитанная на напряжение 1000 В (например, магнитоэлектрические или поляризованные реле) исключается при проверках из схемы и испытывается в соответствии с заводскими нормами (как, правило, мегаомметром на напряжение 500 В).

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей относительно земли, а также между цепями различного назначения электрически не связанными должно поддерживаться не менее 1 МОм (для цепей, рассчитанных на напряжение 60 В и ниже – не менее 0,5 МОм).

Испытание производится в течении 1 мин.

6. Проверка электрических характеристик и настройка заданных рабочих установок.

Особое внимание уделяется использованию рекомендуемой испытательной аппаратуры и источников ее питания, выбору схем проверки. Постоянный оперативный ток подается со строгим соблюдением полярности. Работа по проверке электрических характеристик завершается настройкой

заданных уставок, по окончании которой производят сборку всех вторичных цепей данного присоединения подключением жил кабеля на рядах зажимов, за исключением цепей связи с устройствами, находящимися в работе.

7. Измерение и испытание изоляции: производится в полностью собранной схеме при установленных и закрытых кожухах, крышках реле и т.п. каждой группы электрически не связанных вторичных цепей.

Проверка взаимодействия элементов устройства: при напряжении оперативного тока, равном $0,8U_{ном}$, проверяется правильность взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. Проверка взаимодействия производится в соответствии с принципиальной схемой, замыканием и размыканием вручную цепей контактов реле, при этом проверяется отсутствие обходных цепей, правильность работы схемы при переключении накладок, рубильников, испытательных блоков и т.д.

От проверочного устройства на испытуемое присоединение для этого подаются различные сочетания токов и напряжений, которые соответствуют параметрам аварийных режимов.

После проверок в различных режимах восстанавливаются все связи с другими аппаратами и устройствами (особенно внимательно подключается аппаратура, находящаяся в работе). Комплексная проверка завершается опробованием действия на коммутационную аппаратуру и контролем взаимодействия с устройствами других присоединений.

Результаты проверки оформляются соответствующей записью в журнале релейной защите, после чего работы в оперативных цепях данного присоединения без специального допуска производиться не могут.

8. Подготовка устройства к включению в работу: перед включением производится повторный осмотр панелей рядов зажимов, контролируется положение соединительных мостиков и перемычек, положение накладок в цепях отключения, отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов и жил кабелей, наличие заземления в соответствующих цепях.

При новом включении оборудования все защиты, в том числе и не

проверенные рабочим током, вводятся в работу с действием на отключение, сразу после включения производится проверка устройств под нагрузкой совместно наладочным персоналом и специалистами местных служб (оперативным персоналом). Данная проверка устройства под нагрузкой рабочим током и напряжением является окончательной, подтверждающей правильность включения и поведения отдельных реле и устройства в целом.

После завершения проверки под нагрузкой тщательно осматривают и восстанавливают переключатели на всех реле, режим которых изменился при проверке их рабочим током. В журнале релейной защиты делается соответствующая запись о состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

9.3 Экологичность проекта

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Факторы влияния ОРУ и линий электропередачи на окружающую среду крайне разнообразны. Прежде всего, это воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы[49].

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при пребывании человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем.

- косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных

электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

- акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. В России акустический шум от проводов ВЛ не нормируется. На уровень радиопомех оказывают влияние радиус проводов, условия погоды, состояние поверхности провода (загрязнения, осадки). Для устранения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода.

Указанные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Для эксплуатационного персонала установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли). При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления и т.п.

Реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой ОРУ на КРУЭ, рассматриваемое в настоящем проекте, не было предусмотрено в более ранних проектах реконструкции ПС Благовещенская путем резервирования места на территории ПС, но т.к. конструктивно 1 ячейка КРУЭ меньше чем у ОРУ, то появятся даже излишние площади, которые можно будет задействовать для расширения КРУЭ.

Трассы воздушных линий, автодороги и площадка подстанции размещены по проекту на расстоянии не менее 30 м от мест, где могут постоянно находиться люди, с учетом рационального использования земельных угодий и лесных ресурсов и нанесением минимального ущерба окружающей среде.

9.4 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия[50].

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих

изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим

уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприёмная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформаторов или трансформаторов, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасному классу В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

9.5 Выводы

Таким образом, в настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с нормами и правилами, включая правила взрывопожаробезопасности[51].

При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и техники взрывопожаробезопасности эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение отметим следующее. В данной работе было произведено обоснование цифровизации подстанций, а т.е. перевод подстанции на протоколы обмена информацией для шин процесса и станции согласно стандарту МЭК 61850 (MMS, GOOSE, Sampled Values). А также протоколов точного времени по стандарту IEEE 1588 v2 (PTP).

Дано описание района расположения подстанции; произведен выбор КРУ с элегазовой защитой 110 кВ и устройств микропроцессорной релейной защиты, выполнен расчет уставок максимальной токовой защиты, дистанционной защиты и токовой защиты нулевой последовательности для воздушных линий 110 кВ.

Выбраны микропроцессорные устройства диагностики и мониторинга для автотрансформаторов связи 125 МВ·А, высоковольтных выключателей на ОРУ 220 кВ, ячеек КРУЭ 110 кВ и ячеек КРУН 35 кВ; выбраны устройства сопряжения измерительных трансформаторов с шиной процесса.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в микропроцессорных устройствах релейной защиты, телемеханики и связи, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

Для выбора устройств диагностики и мониторинга произведен технико-экономический расчет, рассчитана экономическая выгода от внедрения системы мониторинга.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. М.: Academia, 2017. 160 с.
- 2 Программа инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы с перспективой до 2025 года [Электронный ресурс]: Приложение 3 к протоколу № 370 заседания совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» 07.06.2017. – Режим доступа : http://cipi.samgtu.ru/sites/cipi.samgtu.ru/files/32_publichnoe_akcionerное_obshchestvo_federalnaya_setevaya_kompaniya_edinoy_energeticheskoy_sistemy.pdf – 10.03.2020.
- 3 Цифровая подстанция МЭК 61850 [Электронный ресурс]: сайт электротехнического завода «Вектор». – Режим доступа : https://etz-vektor.ru/storage/documents/file_76_2.pdf – 21.02.2020.
- 4 Цифровая подстанция [Электронный ресурс]: электронный журнал. – Режим доступа : <http://digitalsubstation.com> – 07.03.2020.
- 5 Steven A. K. Protection and control system use of non-conventional instrument transformers and process bus [Электронный ресурс]: The InterNational Electrical Testing Association Journal. ABB Inc., 2017. – Режим доступа : <https://library.e.abb.com/public/5686c3fc42b94c04910b024d91054a85/Netaworld%20digital%20substation%202017.pdf> – 28.03.2020.
- 6 РФ. Госстандарт. ГОСТ Р МЭК 61850-8-1. Сети и системы связи на подстанциях. Назначение на определенный коммуникационный сервис – Назначение на MMS и МЭК 8802-3: утв. приказом № 1232 от 13.12.2011. М., 2011. 122с.
- 7 РФ. Госстандарт. ГОСТ Р МЭК 61850-9-2. Сети и системы связи на подстанциях. Назначение на определенный коммуникационный сервис – Передача мгновенных значений по интерфейсу МЭК 8802-3: утв. Приказом № 1230 от 13.12.2011. М., 2011. 117с.

8 Deng W. Adaptive Micro-Grid Operation Based on IEC 61850 [Электронный ресурс]: Energies. 2015 №8 (5). – PP 4455-4475. – Режим доступа : <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/4455/htm> – 29.03.2020.

9 Shen J. Controllable Load Management Approaches in Smart Grids [Электронный ресурс]: Energies. 2015. № 8(10). – Режим доступа : <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/10/11187/htm> – 30.03.2020.

10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. 2008. – 608 с.

11 Электрощит Самара [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 18.07.2004. – Режим доступа : https://www.electroshield.ru/upload/iblock/578/Elektroshchit_Katalog-KRUE_SESHCH_110.pdf – 01.04.2020.

12 Оперативная экспертная оценка технического состояния мощных силовых трансформаторов. Общее описание диагностических и экспертных алгоритмов программного обеспечения INVA системы TDM для мониторинга мощных силовых трансформаторов. Руководство по эксплуатации.

13 TDM – комплексная система мониторинга и диагностики состояния силовых трансформаторов [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/tdm.html> – 03.04.2020.

14 TDM. Система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов. Комплекс технических и программных средств мониторинга и автоматизированной диагностики силовых трансформаторов. Каталог ООО «DIMRUS».

15 Модульная система для мониторинга состояния трансформаторного оборудования TDM (TDMR). Руководство по эксплуатации.

16 Модуль контроля температур и управления системой охлаждения трансформатора t°MONITOR (M1). Руководство по эксплуатации.

17 Модуль регистратора аварийных режимов работы трансформатора FAULT RECORDER (M2). Руководство по эксплуатации.

18 Модуль контроля вводов трансформатора BUSHING MONITOR (M3).
Руководство по эксплуатации.

19 Модуль контроля частичных разрядов PD MONITOR (M4).
Руководство по эксплуатации.

20 Система диагностического мониторинга РПН LTC- Monitor (M5).
Руководство по эксплуатации.

21 Модуль контроля акустических частичных разрядов Location Monitor (M6).
Руководство по эксплуатации.

22 Модуль мониторинга ОПН-Монитор (M8).
Руководство по эксплуатации.

23 TDM-Oil-4 – система диагностического мониторинга силовых трансформаторов [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/tdmoil4.html> – 03.04.2020.

24 TDM-M – система диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 ÷ 330 кВ [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/manuals/tdmm.pdf> – 03.04.2020.

25 TDM-10/0,4 – система мониторинга маслонаполненных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/manuals/tdm10.pdf> – 03.04.2020.

26 TDM-TR – система управления охлаждением силовых трансформаторов 110 кВ [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/manuals/tdmtr.pdf> – 03.04.2020.

27 TDM-TS – система управления охлаждением мощных силовых трансформаторов [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/manuals/tdmts.pdf> – 03.04.2020.

28 Программное обеспечение INVA. Руководство пользователя.

29 Методическое руководство по выбору технических и программных средств для систем мониторинга силовых трансформаторов.

30 Система онлайн-мониторинга и анализа растворенных газов и влаги в масле трансформаторов [Электронный ресурс] // MTE HYDROCAL : офиц. сайт.

– 04.11.2012. – Режим доступа : <http://www.hydrocal.ru/#transformer-monitoring> – 03.04.2020.

31 BDM – система мониторинга и диагностики дефектов коммутационного оборудования [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/manuals/bdm.pdf> – 03.04.2020.

32 Регистратор высокочастотных импульсов PDAalyzer HF/UHF в комплектации «GIS-DM». Руководство пользователя.

33 Электромагнитные антенны UHF диапазона частот для регистрации частичных разрядов [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/antenna.html> – 03.04.2020.

34 Реле контроля состояния изоляции IDR-10. Руководство по эксплуатации ВЦ.411728.020 РЭ.

35 СС – высоковольтные конденсаторы связи [Электронный ресурс] // DIMRUS : офиц. сайт. – 04.11.2012. – Режим доступа : <https://dimrus.ru/cc.html> – 03.04.2020.

36 Синхронизация точного времени. Стандарт IEEE 1588. [Электронный ресурс] // МОХА : офиц. сайт. – 17.01.2014. – Режим доступа : https://moxa.ru/tehnologii/power_systems/sinhronizaciya-tochnogo-vremeni-standart-ieee-1588/ – 12.04.2020.

37 Аношин, А. О. Стандарт МЭК 61850. Протокол MMS [Электронный ресурс] / А. О. Аношин, А. В. Головин // Цифровая подстанция : офиц. сайт. – 19.04.2008. – Режим доступа : <https://digitalsubstation.com/blog/2013/04/12/protokol-mms/> – 14.04.2020.

38 Аношин, А. О. Стандарт МЭК 61850. Информационная модель устройства / А. О. Аношин, А. В. Головин // Новости ЭлектроТехники. – 2012. – №5 (77).

39 МЭК 61850-7-2(2010) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 7-2. Базовая структура связи. Абстрактный интерфейс услуг связи (ACSI) (IEC 61850-7-2(2010) Communication

networks and systems for power utility automation - Part 7-2: Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI).

40 Макина, Н. Г. МЭК 61850. Протокол GOOSE [Электронный ресурс] / Н. Н. Макина // e-urchin : офиц. сайт. – 17.12.2015. – Режим доступа : <http://iv-sp.blogspot.com/2015/12/blog-post.html> – 16.04.2020.

41 МЭК 61850-8-1(2011) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-8-1 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3).

42 Аношин, А. О. Протокол Sampled Values [Электронный ресурс] / А. О. Аношин, А. В. Головин // Цифровая подстанция : офиц. сайт. – 19.04.2008. – Режим доступа : <https://digitalsubstation.com/blog/2013/08/21/protokol-ie-61850-9-2/> – 19.04.2020.

43 МЭК 61850-9-2(2011) Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-9-2 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3).

44 Устройства связи с объектом. [Электронный ресурс] // Студопедия : офиц. сайт. – 03.07.2010. – Режим доступа : https://studopedia.ru/3_10807_ustroystva-svyazi-s-ob-ektom.html – 23.04.2020.

45 Устройство сопряжения с шиной процесса Toraz MU. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.424129.013 РЭ.

46 Справочные материалы к курсовой работе по курсу “Экономика и организация производства”. Басова Т.Ф., Златопольский А.Н., Зубкова А.Г. и др.- М.:Издательство МЭИ, 2013.

47 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 2014.

48 Корнилович О.П. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах. - М.: Энергия, 2012.

49 Колечицкий Е.С. Защита от биологического действия электромагнитных полей промышленной частоты. М.: Издательство МЭИ, 2012.

50 Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2015.

51 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие/Под ред. П.А. Долина. М.: Энергоатомиздат, 2014.