

С.И. ЧИЧЁВ, В.Ф. КАЛИНИН, Е.И. ГЛИНКИН

**ИНФОРМАЦИОННО-
ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА
ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ**



Москва, 2011

УДК 621.332
ББК 327-02
Ч-72

Рецензенты:

Кандидат физико-математических наук, профессор ГОУ ВПО ТГТУ
В.М. Иванов

Главный инспектор департамента технической инспекции
ОАО «МРСК Центра», г. Москва
А.П. Перцев

Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И.
Ч-72 Информационно-измерительная система электросетевой
компания. – М.: Издательский дом «Спектр», 2011. – 156 с. –
400 экз.
ISBN 978-5-904270-66-7

Рассмотрены новая технология проектирования современной информационно-измерительной системы центра управления сетей электросетевой компании на основе применения базисных структур и их компонентов, а также современные методы, средства диагностики и контроля электрооборудования подстанций, новый способ отображения диагностической информации, стандартные форматы передачи информации и телекоммуникационные сети региональных сетевых компаний. Показана организация направлений деятельности служб диагностики, цели и задачи информационной системы с расчетом экономической эффективности ее внедрения в региональных сетевых компаниях на современном этапе.

Для инженеров и специалистов, занимающихся проектированием, разработкой и эксплуатацией в области автоматизации оперативно-технологического управления сетей, информационных технологий, сети передачи данных, контроля и диагностики электрооборудования, измерений и метрологии, а также будет полезна аспирантам, магистрантам и студентам соответствующих специальностей.

УДК 621.332
ББК 327-02

ISBN 978-5-904270-66-7

© Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет» (ГОУ ВПО ТГТУ), 2011

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АП – адресное пространство
АРМ – автоматизированное рабочее место
АСУ – автоматизированная система управления
АСОГУ – автоматизированная система оперативно-технологического управления
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
БД – база данных
БС – базисные структуры
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи
ВЛ – воздушная линия
ДП – диспетчерский пункт
ДЦ – диспетчерский центр
ДЩ – диспетчерский щит
КП – контролируемый пункт
КС – компоненты структур
ЛВС – локальная вычислительная сеть
ЛЭП – линия электропередачи
МРСК – межрегиональная сетевая компания
МПТ – микропроцессорный терминал
МЭК – Международный электротехнический комитет
НП «АТС» – Некоммерческое Партнерство «Ассоциация Товарищеских Сообществ»
ИИС – информационно-измерительная система
ИИК – измерительно-информационный комплекс
ИВК(Э) – информационно-вычислительный комплекс (электроустановки)
ИП – информационные процессы
ИО – информационное обеспечение
ОИК – оперативно-информационный комплекс
ОПУ – оперативный пункт управления
ПА – противоаварийная автоматика
ПД – предоставление информации
ПЗУ – постоянное запоминающее устройство
ПС – подстанция

ПК – промконтроллер (или персональный компьютер по тексту)
ПМ – программные модули
ПТК – программно-технический комплекс
ПТС – программно-технические средства
ПСИ – производственно-статистическая информация
ПИП – первичный измерительный преобразователь
ПТИ – производственно-техническая информация
ПУ – пункт управления
РАС – регистрация аварийных событий
РДУ – региональное диспетчерское управление
РЗА – релейная защита и автоматика
РСК – региональная сетевая компания
РЭС – район электрических сетей
РЭСК – распределительный электросетевой комплекс
СДУ – система диспетчерского управления
СД – сбор данных
СКУ – система контроля и управления электротехническим оборудованием (ЭТО)
СОЕВ – система обеспечения единого времени
СПИ – система передачи информации
ССД – сеть сбора данных
ТМ – телемеханика
ТИС – телеинформационная сеть
ФП – формы представления
ФУ – функциональные уровни
ЦППС – центральная приемопередающая станция
ЦП – центральный процессор
ЦСОИ – центр сбора и обработки информации
ЦС – цифровой счетчик
ЦУС – центр управления сетей
УСПД – устройство сбора и передачи информации
УТМ – устройство телемеханики
УСО/УСД – устройство связи с объектом/устройство сбора данных
Н.У, В.У – нижний и верхний уровни

ВВЕДЕНИЕ

Первоначально концепция информационно-измерительных систем в энергетике была сформулирована в начале 70-х гг. прошлого столетия, в основу которых положена системная организация совместной автоматической работы средств сбора, обработки и передачи количественной информации. Дальнейшее системное развитие целостной информационной системы связано с развитием вычислительной техники, стандартных интерфейсов и обеспечением в энергосистемах централизованного, а затем иерархического управления.

Современная информационная система контроля оборудования электросетевых комплексов представляет собой иерархически построенную диалоговую систему, обеспечивающую автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой оперативно-технологическому персоналу для принятия решений по управлению связанными электрической сетью энергообъектами.

Данная работа показывает новые технологии проектирования современной информационно-измерительной системы центра управления сетей региональной сетевой компании (ИИС ЦУС РСК, далее ИИС); эффективных способов передачи информации; контроля и диагностики оборудования электросетевых комплексов 110 кВ и ниже, эффективности внедрения ИИС на производстве.

Теоретические материалы систематизируют многолетний опыт научно-методической, исследовательской и практической работы авторов в области информационно-измерительных систем, цифровой и микропроцессорной техники.

Монография предназначена для специалистов инженерного анализа и синтеза в области оперативно-технологического управления, информационных технологий, сбора, передачи данных, контроля и диагностики электрооборудования, а также может быть полезно аспирантам и студентам вузов соответствующих специальностей.

Авторы благодарят преподавателей кафедры «Электрооборудование и автоматизация» и «Биомедицинская техника» Тамбовского государственного технического университета, а также многих специалистов служб, департаментов и управлений исполнительного аппарата филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» за обсуждение и замечания, послужившие повышению качества изложенного материала. Отдельно хочется отметить рецензентов кандидата физико-математических наук, профессора ГОУ ВПО ТГТУ В.М. Иванова и главного инспектора департамента технической инспекции ОАО «МРСК Центра», г. Москва, А.П. Перцева за ценные советы методического характера, а также сотрудников издательско-полиграфического центра ТГТУ за своевременную техническую помощь при подготовке и публикации работы.

1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Рассмотрена новая технология проектирования информационно-измерительной системы центра управления сетей на основе базисных структур и их компонент иерархической интегрированной автоматизированной системы оперативно-технологического управления с ее подсистемами в региональной сетевой компании.

Технология проектирования архитектуры ИИС согласно [1 – 15] определена основными закономерностями автоматизации систем оперативно-технологического контроля сетей 35 и 110 кВ, технологического процесса на подстанциях данного класса напряжений и учета электроэнергии с применением информационных технологий, отвечающих международным стандартам и интерфейсной совместимости, имеющих развитые графические возможности и современные вычислительные средства.

1.1. БАЗИСНЫЕ СТРУКТУРЫ И КОМПОНЕНТЫ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ И ЕЕ ПОДСИСТЕМЫ

Для иерархической ИИС в [1] предложена базовая структура в два уровня: интегрированной АСОТУ верхнего уровня РСК и АСОТУ нижнего уровня базовых РЭС. Такой подход к построению ИИС позволил более рационально обеспечить стандартными протоколами сбор и обработку, хранение и архивирование первичной информации, передачу управляющих воздействий на сетевое оборудование и системы автоматики, а также организацию взаимодействия с системами верхнего ранга.

Важное место в работе [1] занимает исследование ИИС с позиций концепции структурной интеграции АСОТУ (рис. 1.1), позволившее разработать технологию проектирования и архитектуру ИИС на основе классификации базисных структур (БС): АСУ верхнего уровня ЦУС РСК; программно-технических средств (ПТС) нижнего уровня ДП РЭС и верхнего уровня ЦУС РСК; сети передачи информации (СПИ) нижнего уровня подстанций, ДП РЭС и верхнего уровня ЦУС РСК; системы контроля и управления (СКУ) электротехническим оборудованием на подстанциях нижнего уровня.

Опираясь на результаты исследования (рис. 1.2), архитектура ИИС определена как совокупность информационных процессов (ИП) сбора, передачи, преобразования и предоставления данных и их форм представления (ФП) информационных уровней – ИУ, адресного пространства – АП, программных модулей – ПМ и информационного обеспечения – ИО базисных структур интегрированной АСОТУ.

4. АСУ верхний уровень ЦУС РСК (предоставление)	4.1.1. Информационно-вычислительный комплекс контроля и учета электроэнергии	4.2.1. Технологический комплекс решения производственных задач по системам оборудования	4.3.1. Оперативно-технологический комплекс управления электрическими сетями 110 кВ и ниже
	4.1. АСКУЭ	4.2. АСТУ (ТП)	4.3. АСОТУ
3. ПТС нижний уровень ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК (преобразование)	3.1.3. Система управления	3.2. 2. Технологические подсистемы	3.3.2. Стандартное программное обеспечение
	3.1.2. Базовая операционная система	3.2.1. Приложения	3.3.1. Прикладное программное обеспечение (SCADA)
2. СПИ нижний уровень ПС и ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК (передача)	3.1. 1/2 часть (программная) ЦППС	3.2. Серверы	3.3. ОИК
	2.1.2. Каналы связи и телемеханики	2.2.1. Программируемые каналные адаптеры	2.3.4. Серверы
1. СКУ нижний уровень ПС (сбор)	2.1.1. Оборудование каналов связи и телемеханики	2.2. Модемы	2.3.1. Рабочие станции оператора
	2.1. Сеть связи	2.2. Модемы	2.3.1. Оборудование передачи данных и др.
	1.1.1. Первичные измерительные приборы	1.2.1. Устройства сбора и передачи данных (промышленные логические контроллеры)	2.3. 1/2 часть ЦППС (аппаратная)
	1.1. Преобразователи и приборы	1.2. Микропроцессорные средства	1.3.1. Контроль и учёт электроэнергии
			1.3. Подсистемы

Рис. 1.1. Классификация базисных структур ИИС

ИП	КС	БС	СКУ	СПИ	ПТС	АСУ
4. АСУ верхний уровень ЦУС РСК (предоставление)	4.3. АСОГУ					
	4.2. АСТУ					
	4.1. АСКУЭ					
3. ПТС нижний уровень ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК (преобразование)	3.3. ОИК					
	3.2. Серверы					
	3.1. 1/2 ЦППС					
2. СПИ нижний уровень ПС и ДП РЭС и верхний уровень ЦУС РСК (передача)	2.3. 1/2 ЦППС					
	2.2. Модемы					
	2.1. Сеть связи					
1. СКУ нижний уровень ПС (сбор)	1.3. Подсистемы					
	1.2. Микропроцессорные средства					
	1.1. Преобразователи и приборы					
ИП	КС	БС	ИУ	АП	ПМ	ИО

Рис. 1.2. Морфологическая матрица

Разработанная технология построения интегрированной АСОТУ представлена морфологической матрицей, которая позволяет произвести выбор аппаратных, микропроцессорных средств и компоновку сети передачи информации на иерархическом, структурном и функциональном уровнях для организации архитектуры ИИС. На основе классификации базисных структур и компонентов структур (КС) разработана и внедрена ИИС с иерархией подчинения: интегрированная АСОТУ – ОИК – Серверы – ЦППС – Модемы – Оборудование связи – Подсистемы – Микропроцессорные средства – Приборы и первичные измерительные преобразователи, – обеспечивающая оптимальный контроль и управление электросетевым комплексом РСК.

Концепция интеграции компонентов структур двухуровневой АСОТУ слева направо и снизу вверх (рис. 1.1) и снизу вверх в матрице (рис. 1.2) выявляет дифференциацию базисных структур по соответствующим информационным процессам: сбора, передачи, преобразования и предоставления информации. А также позволяет конкретизировать эти процессы на формы их представления, например:

1) информационный процесс *сбора* (данных) в СКУ представлен формой в виде *информационных уровней ИУ*: а) сопряжения; б) преобразования; в) сети передачи данных на подстанциях;

2) информационный процесс *передачи* (данных) в СПИ представлен формой в виде *адресного пространства АП* в прямых и обратных направлениях от подстанций до диспетчерских центров РЭС и РСК;

3) информационный процесс *преобразования* (данных) в ПТС представлен формой в виде *программных модулей ПМ* в ЦППС и ОИК АСОТУ верхнего уровня;

4) информационный процесс *предоставления* (данных) представлен формой в виде *информационного обеспечения ИО*, регламентирующего способы передачи информации, обработку и хранение баз данных верхнего уровня, а также состав технических средств и их распределение по уровням иерархии в базисных структурах ИИС.

Дифференциация архитектуры ИИС по вертикали (по базисам) служит для решения поставленных задач рациональной организации информационных процессов, а также выявляет компоновку ИИС на функциональном и структурном уровнях. Например: состав аппаратных и микропроцессорных средств подсистем СКУ нижнего и программных модулей ОИК верхнего уровня; структуру программных и аппаратных комплексов технологической сети связи на подстанциях, диспетчерских пунктах РЭС и в центре управления сетей РСК; состав ПТС в автоматизированных системах управления нижнего и верхнего уровней и др.

В свою очередь, дифференциация архитектуры ИИС по горизонтали (по формам представления), например информационных уровней в СКУ; адресного пространства СПИ; программных модулей в ПТС; информационного обеспечения в АСУ, необходима для построения

иерархических уровней и окончательного синтеза модели интегрированной АСОТУ – высшего звена ИИС.

Методика разработки соответствующего информационного процесса или формы представления в ИИС отражает специфику области ее исследования и способствует интеграции между собой смежных производственно-технических направлений, таких как связь и телемеханика, релейная защита и диагностика оборудования, учет электроэнергии и другие, за счет использования их прогрессивных методов и технологий.

Комплексный подход к организации интегрированной модели АСОТУ позволил определить рациональный путь выбора аппаратных и микропроцессорных средств, программного обеспечения и компоновку структуры сети передачи информации на структурном, функциональном и иерархическом уровнях для создания оптимальной архитектуры двухуровневой ИИС ЦУС РСК.

Разработанная структура АСОТУ нижнего уровня каждого РЭС включает три функциональные ступени (рис. 1.3): сопряжения – 1, сбора данных – 2, предоставления данных – 3.

Нижняя ступень сопряжения 1 контролируемых пунктов (КП) (1, n) k -х подстанций обеспечивает соединение технологического оборудования подстанций по каналам телемеханики с пунктами управления (ПУ) диспетчерских пунктов j -х РЭС и с ЦППС i -х базовых РЭС.

Средняя ступень сбора данных 2 представляет собой каналы ТМ, а также технические и микропроцессорные средства сети передачи информации k -х подстанций, j -х и i -х базовых РЭС. Диалоговая система ступени 2 решает задачи сбора, преобразования и передачи информации и служит для мониторинга и управления электрооборудованием подстанций.

Верхняя ступень предоставления данных 3 организована на основе микропроцессорных средств ЦППС, ОИК (на базе персональных компьютеров рабочих станций, АРМ и технологической ЛВС) i -х базовых РЭС и пунктов управления, микроОИК j -х остальных РЭС. Осуществляет по ступени 2 с k -х подстанций сбор и преобразование, передачу, переработку



Рис. 1.3. Структура двухуровневой ИИС РСК «Тамбовэнерго»

и отображение информации с выводом ее в структурном и детальном уровнях на диспетчерские щиты j -х и i -х РЭС нижнего уровня АСОТУ и далее с передачей на верхний уровень в ЦППС центра управления сетей РСК.

Данная трехступенчатая структура АСОТУ нижнего уровня выполняет функции диалоговой автоматизированной системы контроля и управления территориально-распределенными подстанциями с решением следующих основных задач уровня РЭС: обеспечение сбора и регистрации информации об аварийных и установившихся процессах в реальном масштабе времени с привязкой к астрономическому времени с точностью до 1 мс; комплексная обработка информации; архивирование информации; отображение информации в графических и табличных формах; управление электросетевым комплексом 6, 10 и 35 кВ.

Полномасштабная архитектура ИИС (рис. 1.4), включающая в себя критерии системности и адаптивности, стандартизации и совместимости,

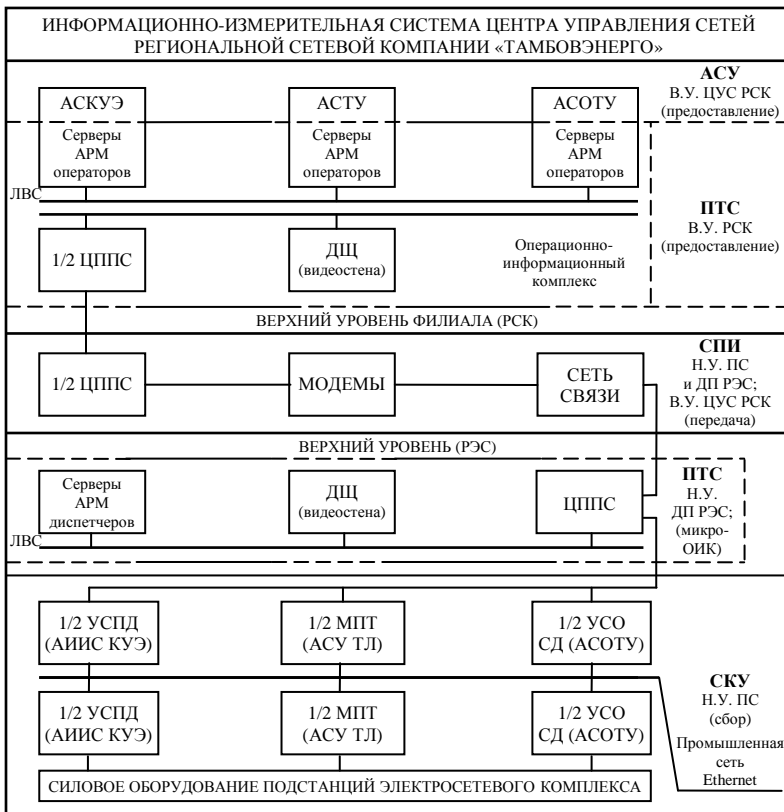


Рис. 1.4. Архитектура ИИС ЦУС РСК «Тамбовэнерго»

построена в радиальной системе i, j, k -х координат ($i = \overline{1, 5}$ по количеству базовых РЭС; $j = \overline{1, n}$ – число остальных РЭС; $k = \overline{1, n}$ – ряд подстанций) как иерархическая двухуровневая интегрированная АСОТУ РСК.

Таким образом, выполнено важное требование, предъявляемое к диалоговой иерархической ИИС в обоих уровнях – обеспечение сбора, преобразования и передачи, переработки и отображения информации, а также формирование на основе собранной информации передачи и реализации управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электроэнергией требуемого качества всех ее потребителей.

Подсистемы ИИС. Управление режимами распределительных электросетевых комплексов (РЭСК) 35 и 110 кВ, включая все их звенья, в филиалах региональных сетевых компаний осуществляется с помощью интегрированной автоматизированной системы оперативно-технологического управления, которая состоит из средств вычислительной техники, связи и телемеханики, систем автоматики и комплексов программного обеспечения.

В настоящее время в составе АСОТУ на всех уровнях ее иерархии в РСК созданы и эксплуатируются [2]:

- системы релейной защиты;
- оперативно-информационные комплексы, обеспечивающие в реальном времени дежурного диспетчера информацией о текущем режиме, управление диспетчерским щитом, ведение суточной диспетчерской ведомости и пр.;
- системы оперативного управления внутри суточного периода (советчик диспетчера), обеспечивающие внутрисуточную коррекцию режима по активной мощности и напряжению, оперативную оценку надежности;
- системы краткосрочного (сутки, неделя) и долгосрочного (месяц, квартал, год) планирования электрических режимов;
- системы автоматизации коммерческого учета и контроля электроэнергии и мощности.

Состав перечисленных подсистем АСОТУ в филиалах РСК в ближайшие годы не изменится, хотя содержание этих подсистем будет развиваться с учетом происходящих реформ в российской электроэнергетике, связанных с переходом и установлением рыночных отношений.

Важной задачей на пути реализации методов управления РЭСК в РСК является формирование единой двухуровневой модели иерархической интегрированной системы оперативно-технологического управления [3].

При решении этой задачи должны учитываться требования взаимной преемственности схем на разных уровнях иерархии, обеспечения расчетных схем телеинформацией по критерию «наблюдаемости» и пр. Наряду с определением схем должны формироваться базы данных и сети передачи оперативно-технологической информации между центрами диспетчерского управления (центров управления сетей – ЦУС) РСК и диспетчерскими пунктами районов электрических сетей (ДП РЭС), базируясь на современных технологиях.

АСОТУ должна состоять из отдельных подсистем, реализующих комплексные функции оперативно-технологического и диспетчерского управления. В реализации непрерывного оперативно-технологического управления режимами работы РЭСК большую роль играет оперативно-информационный комплекс. Этот комплекс, основанный на использовании текущей телеинформации и результатов решения задачи оценки состояния, имеет два вида назначений: текущее обслуживание диспетчеров ЦУС и его звеньев, а также формирование массивов информации для задач оперативного управления и планирования режимов. Наиболее важным видом информации является автоматически формируемая в ОИК суточная ведомость. К настоящему времени разработаны и используются множество систем ОИК, причем их авторы выступают как независимые разработчики, и по этой причине системы не унифицированы и даже не снабжены протоколами обмена данными. Поэтому важнейшими задачами в этом направлении являются унификация, отбор лучших систем для верхнего ЦУС РСК и нижнего ДП РЭС уровней иерархии управления.

Унификация должна касаться многих аспектов – как унификации информационного описания объектов (подстанций), так и использования унифицированных баз данных, унифицированных средств отображения информации (например, на основе технологий Internet), используемых операционных систем в технологии клиент-сервер, сетевых протоколов, средств доступа к данным и человеко-машинного интерфейса.

Роль задач ОИК постоянно возрастает по мере усложнения условий функционирования РЭСК в филиалах региональных сетевых компаний. Если несколько лет назад ОИК, в основном, применялись как средства приема, обработки и отображения телемеханической информации, то сегодня перед ОИК ставятся все новые задачи по управлению электропотреблением, обеспечению надежности и экономичности энергоснабжения, обеспечению функционирования рынка и т.п. В дальнейшем роль в ОИК управляющих функций будет все возрастать.

Все более значимую помощь диспетчеру начинают оказывать экспертные системы. Экспертные системы будут использоваться как

консультанты диспетчера (ремонтные заявки), советчики диспетчера (управление оборудованием), для анализа ситуаций (оперативная диагностика «нештатных» ситуаций), для диспетчерского мониторинга (интеллектуальный анализ топологии электросетей) и как тренажеры.

В части задач управления диспетчером текущим режимом большой интерес представляет совершенствование диспетчерских щитов, в частности использование на щите управления всего пространства отображения за счет средств коллективного пользования (видеостена) [3]. Максимальный эффект использования указанных средств достигается в результате отображения наиболее характерных результатов ситуационного анализа текущего режима и данных контроля диспетчерского графика. Основными исходными данными для отображения текущей ситуации являются результаты параметрического и топологического анализа текущей ситуации, по частоте и напряжению, перетокам и перегрузке основных трансформаторов, отключению оборудования, разрыву транзитов и разделению схемы и т.п.

В итоге, значительный качественный шаг развития по управлению РЭСК 35 и 110 кВ в филиалах РСК состоит за счет комплексирования отдельных подсистем АСОТУ в единую иерархическую интегрированную систему с единым информационным обеспечением на основе базисных структур и компонентов их структур – ИИС.

Полномасштабная ИИС филиала РСК по предложенной выше технологии проектирования, а также рассмотренная в [1, 4], образуется составом автоматизированных подсистем АСКУЭ (потребителей), АСУ ТП и АСОТУ, рассмотренных ниже в п. 1.2 – 1.4.

1.2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПОДСИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

АСКУЭ потребителей предназначена для осуществления коммерческого учета балансов мощности и энергии энергетических объектов (подстанций) и обеспечивает получение данных о средних 30-минутных значениях мощности и об учетной электроэнергии по зонам суток за каждые календарные сутки и накопительно за неделю, месяц и год. Приборы коммерческого учета устанавливаются на подстанциях и обеспечивают передачу накопленной информации по каналам связи на ближайший по иерархии диспетчерский пункт. Информация поступает в компьютер, обрабатывается (агрегируется) и передается на следующий уровень управления вплоть до верхнего уровня.

Основные принципы создания и развития АСКУЭ в РСК [5 – 9]:

– иерархический принцип формирования территориально распределенной системы с централизованным управлением и информационно-вычислительным комплексом в РСК;

- автоматизация учета электроэнергии подстанций на отходящих присоединениях, а также расчетов баланса электроэнергии по уровням напряжения подстанции, распределительного пункта и сети в целом;
- АСКУЭ должна быть внесена в Государственный реестр технических средств измерений как единичное средство измерений в системе учета электроэнергии.

Современная экономическая ситуация определяет актуальность создания в каждой РСК АСКУЭ, в основу разработки которой должны быть положены отраслевые методические материалы МРСК «Центра», а также отраслевых институтов. Полномасштабная АСКУЭ должна являться частью интегрированной АСОТУ верхнего уровня с обеспечением функций эффективного контроля электроснабжения и рационального использования электроэнергии, как ее потребителями, так и на подстанциях 110 и 35 кВ РСК.

АСКУЭ в составе СКУЭТО подстанций должна создаваться как составная часть общей системы учета с использованием ресурсов телекоммуникационных средств РСК. Основной целью создания АСКУЭ, на современном этапе, должно быть следующее:

- измерение количества электрической энергии, позволяющего определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах оптового рынка электроэнергии ОРЭ;
- контроль заданного режима поставки электроэнергии;
- снижение потерь и возможности хищений электроэнергии;
- повышение эффективности использования энергетических ресурсов на базе получаемой информации о поставках электроэнергии (мощности).

Для достижения поставленной цели необходима разработка АСКУЭ РСК как многоуровневой информационно-измерительной системы с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений по следующей схеме (рис. 1.5):

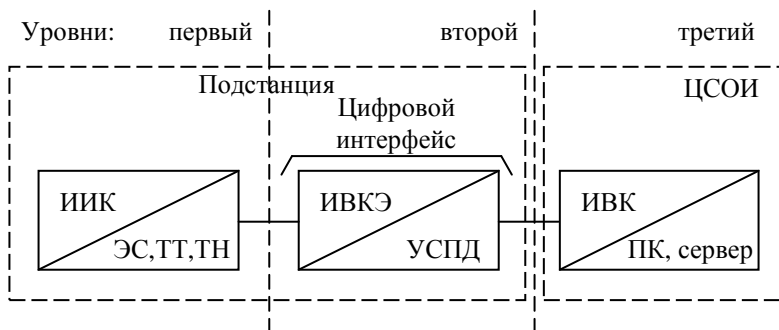


Рис. 1.5. Трехуровневая АСКУЭ РСК

– первый уровень – ИИК (включающий ЭС с цифровым интерфейсом, трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и измерительные цепи) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точках учета на ПС;

– второй уровень – ИВКЭ (информационно-вычислительный комплекс электроустановки) на основе УСПД (промконтроллер) выполняет функцию консолидации информации, размещается на подстанции и обеспечивает цифровой интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК;

– третий уровень – ИВК (в составе ПК, промконтроллера и/или сервера с программным обеспечением) размещается в ЦСОИ РСК «Тамбовэнерго» (ЦУС) и обеспечивает автоматизированные: сбор, хранение результатов измерений и диагностику состояния средств измерений; подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «АТС» и смежным субъектам ОРЭ по электронной почте.

В итоге, на всех трех уровнях АСКУЭ формируется система обеспечения единого времени (СОЕВ), выполняющая законченную функцию измерений времени, имеющая нормированные метрологические характеристики и обеспечивающая автоматическую синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени.

Следовательно, в современных условиях необходимо создание 3-уровневой компонентной структуры АСКУЭ как многоуровневой ИИС с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений, с передачей данных в системе обеспечения единого времени современными средствами телекоммуникаций.

Структура сбора данных в АСКУЭ. В настоящее время, к сожалению, не существует прямого нормирования точности измерения электрической энергии и мощности. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) устанавливают только требования к классам точности измерительных приборов и трансформаторов и их вторичной нагрузке. Такой косвенный способ нормирования точности измерения электрической энергии и мощности оправдан лишь для простейших первичных и вторичных схем соединения.

Для более сложных схем выполнение требований ПУЭ в отношении классов точности измерительных приборов и трансформаторов не дает гарантии приемлемой точности измерений электрической энергии и мощности из-за внесения дополнительной погрешности от всех

трансформаторов тока, участвующих в измерении тока контролируемого присоединения.

В некоторых проектных схемах соединений при соблюдении всех требований ПУЭ к средствам коммерческого учета согласно выполняемым расчетам погрешность измерения в общем случае достигает 5...6%.

Кроме того, перечислим дополнительные реально существующие факторы, уменьшающие точность измерения:

- низкий класс точности широко применяемых индукционных счетчиков (не выше 1,0);
- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов; двухэлементные счетчики, включаемые по «схеме Арона»;
- применение трансформаторов тока с номинальным током, значительно превышающим рабочий ток присоединения;
- отсутствие у большинства типов ТТ специальной измерительной обмотки с меньшим коэффициентом трансформации.

С учетом этих факторов погрешность измерения при наиболее неблагоприятном сочетании погрешностей всех элементов измерительной схемы может достигать 10%. Вполне понятно, что коммерческий учет с такой точностью неприемлем, равно как и расчет потерь по показаниям счетчиков.

Следовательно, для повышения точности коммерческого учета электрической энергии и мощности необходимо при проектировании АСКУЭ РСК, а в отдельных случаях в эксплуатации предусматривать:

- использование электронных счетчиков класса 0,5 и выше;
- отказ от применения в сетях 110 кВ схемы включения счетчиков по «схеме Арона»;
- установку измерительного ТТ непосредственно в цепи ВЛ при измерении расхода электроэнергии, передаваемой по линиям электропередачи;
- использование для измерений ТТ с номинальным током, близким по значению к рабочему току.

Таким образом, в результате выполнения вышеуказанных мероприятий для РСК как крупных потребителей электроэнергии погрешность измерения будет не выше 1...2%. Существующие в России на данный момент схемные решения и достигнутый уровень измерительной техники позволяют обеспечить такую точность дистанционного измерения [10].

Для соблюдения договорных перетоков мощности и обеспечения возможности применения зонных тарифов на электроэнергию на основе 30-минутных измерений рассчитывается и регистрируется ежедневно 48 средних за интервал значений мощности. Поэтому эффектив-

ный учет электрической энергии и мощности в каждой РСК, позволяющий регистрировать, сохранять и обрабатывать информацию по желаемому алгоритму, а также передавать ее на различные уровни пользователей, требует применения АСКУЭ на базе современных микропроцессорных технических средств, например системы телемеханики – Систел.

Устройство сбора и передачи данных (УСПД Систел). Рассмотрим АСКУЭ для РСК, которая реализует прямые и косвенные измерения количества электроэнергии, мощности и ряда других ее параметров через свою, как правило, трехуровневую структуру, содержащую множество электронных счетчиков и устройство сбора и передачи информации типа «Систел» (далее УСПД) [1].

УСПД является важнейшим компонентом АСКУЭ и представляет собой последнее пломбируемое устройство в структурной логической схеме передачи данных: счетчик – УСПД – система верхнего уровня. Поэтому к УСПД предъявляются высокие требования по функциональности, конструкции и надежности, в том числе в нормативных документах Некоммерческого Партнерства «Ассоциация Товарищеских Сообществ» (НП «АТС») для оптового рынка электроэнергии.

Обычно АСКУЭ разрабатываются для различных по масштабу и сложности электросетевых структур – от простейших с несколькими счетчиками (подстанция) до территориально распределенных с сотнями (РЭС) и тысячами счетчиков (РСК).

Проблема масштабирования систем и проектных решений в РСК решается применением, именно, УСПД, что позволяет унифицировать структурные схемы проектируемых объектов и подстанций, а также дает возможность построения пространственно распределенных, многоуровневых систем АСКУЭ в РСК. При этом упрощаются наладка, ввод в эксплуатацию и текущая эксплуатация системы, что особенно важно при возникновении нештатных ситуаций. И конечно, успешное внедрение систем коммерческого учета электроэнергии стимулирует желание руководителей сетевых предприятий внедрить систему технического учета электроэнергии путем расширения уже существующей системы. А для упрощения интеграции сделать это на аналогичных программно-технических решениях (например, для РСК фирма «Систел»).

В то же время необходимо учитывать, что в сетевых предприятиях к УСПД предъявляются дополнительные требования по организации локальных рабочих мест производственного персонала и сопряжения с существующими АСУ ТП подстанций и SCADA-системами.

Функции коммерческого учета. УСПД осуществляет автоматический сбор измеренных данных о приращениях активной и реактив-

ной электроэнергии и диагностических данных журнала событий с электронных счетчиков.

Сбор данных осуществляется по цифровым интерфейсам счетчиков с учетом запрограммированного в счетчиках автоматического перехода на летнее/зимнее время. Кроме счетчиков электроэнергии для реализации учета по присоединениям УСПД осуществляет сбор данных с датчиков коммутационных аппаратов (дискретные сигналы типа «сухой контакт»).

Для организации пространственно распределенных и многоуровневых систем применяется метод каскадного включения УСПД, позволяющий осуществлять автоматический сбор измеренных и диагностических данных не только со счетчиков, но и из архивов подчиненных УСПД, в том числе подключенных по разным каналам связи функцией автоматического перехода на резервный канал.

Расчеты, хранение данных и передача в систему верхнего уровня. Для целей коммерческого учета УСПД ведет расчет расхода активной и реактивной электроэнергии на коммерческом интервале в натуральных показателях (именованных величинах) по точке учета, по присоединению, по группе точек учета/присоединений. Все виды расчетов могут производиться в многотарифном режиме с учетом перехода на летнее/зимнее время.

Расчет по точке учета ведется с учетом измерений электросчетчика и коэффициентов тока и напряжения измерительных трансформаторов. В том случае, если величина интервала профиля счетчика меньше принятой в системе величины коммерческого интервала приращения электроэнергии, то УСПД автоматически рассчитает по профилю счетчика приращения электроэнергии по сконфигурированной в УСПД величине коммерческого интервала.

Расчет по присоединению необходим для осуществления коммерческого учета на объектах с рабочими и обходными системами шин и, соответственно, обходными выключателями. Для проведения расчетов в УСПД вводятся электрические схемы объекта учета. Ввод электрических схем осуществляется специализированным редактором на языке релейных схем в соответствии с международным стандартом МЭК 61131-3.

Редактор электрических схем поставляется во встроенном программном обеспечении УСПД. На основании собранных данных по точкам учета основных и обходных ячеек и автоматического слежения за состоянием коммутационных аппаратов УСПД обеспечивает полнофункциональный коммерческий учет по присоединению в автоматическом режиме.

Расчет по присоединению представляется в архивах УСПД в виде профиля коммерческих интервалов по присоединению аналогично

расчету по точке учета. При необходимости группового расчета в группу можно включать как отдельные точки учета, так и присоединения. Присоединение в групповых расчетах выступает в качестве «виртуальной» точки учета. Для удобства конфигурирования в группу кроме точек учета и присоединений можно включать любое количество других, ранее созданных групп.

Любой элемент может входить в группу как с положительным, так и с отрицательным знаком для расчета баланса по группе. Реализован поиск максимальной мощности в заданных временных зонах мощности с выводом на встроенный пульт ввода/вывода.

Все первичные расчетные и диагностические данные сохраняются в архивах УСПД в энергонезависимой памяти. Глубина хранения данных конфигурируется пользователем и при необходимости может составлять более 5 лет.

Любые хранимые данные в архивах УСПД могут рассматриваться с помощью встроенного программного обеспечения и внешнего инженерного пульта (ноутбука) или передаваться в системы верхнего уровня по соответствующему протоколу. Передача данных происходит по запросу системы верхнего уровня, т.е. УСПД при этом работает в режиме «сервера». Одновременно могут работать до 20 различных каналов связи с системами верхнего уровня.

Встроенный пульт ввода/вывода УСПД предназначен для выполнения необходимых функций пользовательского интерфейса эксплуатационного персонала в условиях автономного функционирования УСПД без связи с системами верхнего уровня и без применения внешнего инженерного пульта.

Встроенный пульт расположен на лицевой стороне корпуса УСПД и состоит из компактного дисплея и функциональной 12-клавишной клавиатуры. Основными функциями встроенного пульта являются:

- просмотр параметров конфигурации УСПД;
- просмотр показаний жидкокристаллических индикаторов (ЖКИ) цифровых счетчиков локального и каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя методом прямого чтения или расчетным методом по архивным данным;
- просмотр расчетных и архивных данных;
- просмотр и коррекция текущего времени;
- диагностика аппаратного обеспечения встроенного ввода/вывода.

Использование встроенного пульта ввода/вывода предполагает наличие минимальной подготовки пользователя, а интуитивно понятный русскоязычный интерфейс дисплея облегчает процесс текущей эксплуатации УСПД со стороны дежурного персонала подстанции.

Коммуникационные возможности УСПД. Для сбора и передачи данных, выдачи управляющих сигналов УСПД имеет следующие виды встроенных аппаратных интерфейсов: RS-232 и RS-422/485, Ethernet 10/100Мб/с и дискретные входы/выходы.

Аппаратные интерфейсы входа/выхода УСПД позволяют организовывать различные виды коммуникаций со счетчиками и датчиками коммутационных аппаратов, УСПД в каскадных схемах включения и системами верхнего уровня:

- коммутируемые и выделенные телефонные линии (с применением модемов серии «ZyXEL U-326, других Hayes-совместимых модемов);
- разнообразные модемные соединения с использованием GSM-модемов, радиомодемов и спутниковых модемов;
- Ethernet-соединения со счетчиками через Ethernet-сервер ТСР/IP-SOM (с поддержкой подключения к дополнительному интерфейсу Ethernet УСПД для аппаратного разделения сетей).

Все виды коммуникаций имеют развитую систему настроек, которая позволяет в минимальные сроки произвести наладку системы любой сложности даже в условиях некачественной связи. Настройки могут подбираться под каждый канал связи индивидуально и конфигурируются с использованием встроенной программы конфигурации УСПД.

Для решения проблемы уменьшения объема передаваемых данных в системы верхнего уровня в условиях ограниченного трафика по медленным, некачественным или платным линиям связи предоставляется возможность сжатия передаваемых данных.

Поддержка единого времени в системе. Первичные, расчетные и диагностические данные в системе АСКУЭ привязаны ко времени. От точности привязки ко времени коммерческих данных системы зависит точность финансовых расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии. Все три основных элемента АСКУЭ – счетчики, УСПД и серверы базы данных системы верхнего уровня – имеют встроенные электронные часы. Так как любые часы имеют погрешность, то организация управления единым временем в системе является одной из задач УСПД.

Собственное время УСПД всегда соответствует «зимнему» времени и может быть установлено по местному времени любого часового пояса в процессе наладки системы. УСПД в процессе работы осуществляет автоматическую коррекцию времени подключенных электросчетчиков. Реализована возможность плавной отработки задания на коррекцию времени подключенных к УСПД электросчетчиков с заданным программой конфигурации темпом.

Коррекция системного времени УСПД может осуществляться как ручным, так и автоматическим способом. Ручной способ коррекции времени УСПД возможен со встроенного пульта ввода/вывода или с инженерного пульта программой конфигурации УСПД. Конкретный вид автоматической коррекции времени УСПД определяется на стадии проектирования системы путем использования:

- устройства синхронизации системного времени (УССВ) (устройства GPS – приемник) по протоколу NMEA-0183;
- системы верхнего уровня;
- вышестоящего или подчиненного УСПД в каскадном включении.

Кроме того, в УСПД реализована передача текущего времени УСПД в систему верхнего уровня для синхронизации времени по запросу протокола обмена данными.

Таким образом, разнообразные методы автоматической коррекции времени, реализованные в УСПД, обеспечивают поддержку единого времени в системе АСКУЭ любой сложности от единственного источника точного времени, подключенного к любому серверу системы верхнего уровня.

Диагностика работы системы. По полученным итоговым расчетным данным системы АСКУЭ проводятся финансовые расчеты между поставщиками и потребителями электроэнергии. Этим объясняются высокие требования к средствам контроля УСПД за正确ностью функционирования программного и аппаратного обеспечения системы.

Основным инструментом для контроля и диагностики работы основных составляющих системы в УСПД является ведение журналов событий. Журнал событий – это специализированный архив УСПД для хранения событий, которые могут влиять на точность коммерческих расчетов или работоспособность системы. В журнал событий УСПД заносятся все события из журналов счетчиков, считанные во время сеансов связи, а также собственные события.

Собственные события включают в себя регистрацию изменений коммерческих и технических параметров конфигурации УСПД, а все события хранятся с привязкой ко времени. В УСПД поддерживается регистрация журналов событий подчиненных УСПД каскадного включения, при этом головной УСПД в каскаде содержит полную диагностику работы всей системы.

Глубина хранения журнала событий УСПД конфигурируется пользователем и может составлять более 5 лет, а данные событий можно просматривать с помощью встроенного программного обеспечения и внешнего инженерного пульта (ноутбука) или передавать в системы верхнего уровня по соответствующему протоколу.

Для проведения разовых контрольных проверок работы системы АСКУЭ в реальном времени УСПД предоставляет следующие средства диагностики подключенных к системе счетчиков, включая сквозной доступ к счетчикам в каскадных схемах работы УСПД:

- прямое чтение показаний расхода электроэнергии с жидкокристаллического индикатора (ЖКИ) цифрового счетчика локального или каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя с выводом результатов на пульт ввода/вывода УСПД или на внешний инженерный пульт;

- прямое чтение массивов данных (классов) из памяти цифрового счетчика в реальном времени по команде пользователя с выводом результатов на внешний инженерный пульт.

Средства контрольной диагностики могут быть особенно полезны для наладки и контроля за работой больших территориально распределенных систем АСКУЭ. Так как внешний инженерный пульт УСПД поддерживает различные виды удаленного подключения к УСПД, то отсутствует необходимость в поездках проверяющего и наладочного персонала по подстанциям для проведения работ по диагностике работы счетчиков.

Для дежурного персонала электроустановок и диспетчерских пунктов в условиях текущей эксплуатации рекомендуется использовать подсистему оперативной самодиагностики УСПД, которая регистрирует основные виды событий, позволяющих контролировать работу АСКУЭ в реальном времени:

- рабочего режима УСПД;
- полноты собранных данных;
- работоспособности УССВ (приемника GPS);
- статуса аварий и предупреждений счетчиков;
- времени счетчиков и УСПД.

При наступлении события подсистема оперативной диагностики инициирует сигнал дискретного выхода УСПД, соответствующий наступившему событию. При исчезновении события сигнал выключается. Сигналы подсистемы можно использовать для реализации звуковой и/или световой сигнализации в помещении электроустановки или диспетчерском центре. Параллельно подсистема выдает соответствующее предупреждение на экран компьютера локального рабочего места дежурного персонала, функционирующего на базе встроенного Web-сервера УСПД.

Защита от несанкционированного доступа. Защита от несанкционированного доступа и обеспечение достоверности обрабатываемой информации является приоритетным направлением во всех систе-

мах, связанных с коммерческой информацией. В УСПД реализованы различные методы обеспечения достоверности данных на аппаратном и программном уровнях.

На аппаратном уровне защита данных обеспечивается следующими конструктивными и техническими мероприятиями:

- установка механических пломб для предотвращения доступа к энергонезависимой памяти с архивами УСПД;
- поддержка программой конфигурирования аппаратной блокировки в пломбируемом отсеке УСПД и возможности изменения конфигурации.

На программном уровне УСПД предоставляет полную парольную защиту всех этапов работы с помощью:

- паролей счетчиков;
- функции идентификации и протокола аутентификации с использованием однонаправленной хэш-функции MD5 для каждого соединения по протоколу передачи данных с системами верхнего уровня и в каскадных включениях УСПД;
- программных паролей для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД с использованием внешнего инженерного пульта;
- программных паролей для изменения конфигурации УСПД.

Кроме парольной защиты, которая носит превентивный характер, в УСПД реализованы меры защиты и контроля штатного режима работы:

- возможность автоматической блокировки опросов счетчиков со стороны УСПД в реальном времени при изменении конфигурационных параметров счетчика через оптопорт;
- ограничение изменения времени УСПД любым способом в пределах одной даты;
- поддержка записи в архив журнала событий всех изменений в конфигурации УСПД с указанием времени и типа измененных коммерческих и технических параметров.

Проектные решения с включением УСПД помимо локальных сетей (LAN) в глобальные корпоративные сети (WAN), а также Интернет требуют дополнительных мер для обеспечения конфиденциальности обрабатываемых данных и устойчивой работы всего программного обеспечения. Для защиты от попыток программного взлома парольного доступа к данным, организации «подслушивания» передачи данных и атак «хакеров» с целью дестабилизации рабочего режима работы рекомендуется использовать следующие возможности УСПД:

- встроенный брандмауэр фильтрации пакетов с функцией трансляции сетевых адресов;

– сжатие и шифрование передаваемой информации в протоколах связи с системами верхнего уровня и каскадных включениях УСПД.

Отдельно следует отметить реализацию в УСПД подсистемы разграничения доступа к коммерческим данным со стороны смежных систем АСКУЭ. Состав передаваемой информации определяется с помощью программы конфигурирования УСПД для каждого внешнего соединения. Данная подсистема для конфигурирования УСПД на стыках различных коммерческих систем предотвращает несанкционированный доступ к чужим коммерческим данным со стороны внешних систем.

Конфигурирование УСПД. Все параметры и настройки системы определяются с использованием встроенной программы конфигурации УСПД. Программа конфигурации имеет дружественный, русскоязычный, интуитивно понятный интерфейс с текущими подсказками в нижней части экрана. Для облегчения процесса конфигурирования счетчиков программа обеспечивает прямое считывание параметров конфигурации из памяти счетчиков. Прямое считывание параметров конфигурации счетчиков можно применять и в случае каскадного включения УСПД. При этом подчиненные УСПД образуют сквозной канал реального времени между запрашивающим УСПД и счетчиком. Функция прямого считывания параметров счетчиков значительно сокращает время и наладку системы и уменьшает количество ошибок в конфигурации системы.

В случае возникновения необходимости корректировки определенных параметров программа конфигурации УСПД позволяет внести исправления в конфигурацию работающего УСПД без потери накопленных архивов и текущей конфигурации, а для документирования этапа наладки и быстрого восстановления системы предусмотрена функция создания резервной копии текущей конфигурации УСПД. Доступ к программе конфигурирования УСПД осуществляется с внешнего инженерного пульта (ноутбука).

Внешний инженерный пульт УСПД. Внешний инженерный пульт УСПД – это портативный или персональный компьютер с устанавливаемым программным обеспечением для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД.

Подключение внешнего инженерного пульта к УСПД осуществляется по аппаратным интерфейсам типа Ethernet или RS-232, включая использование модемов для коммутируемых и выделенных телефонных линий связи, GSM-модемов. С помощью внешнего инженерного пульта УСПД можно выполнить следующие функции:

- конфигурирование УСПД;
- просмотр расчетных и архивных данных;

- просмотр журнала событий;
- просмотр и коррекция текущего времени;
- просмотр показаний ЖКИ цифровых счетчиков локального и каскадного подключения в реальном времени по команде пользователя методом прямого чтения или расчетным методом по архивным данным;
 - осуществлять прямое чтение массивов данных (классов) из памяти цифрового счетчика в реальном времени по команде пользователя с отображением на дисплее;
 - обеспечить импорт/экспорт рабочей конфигурации УСПД и архивных данных;
 - диагностировать работу УСПД.

Для доступа к встроенному программному обеспечению УСПД с внешнего инженерного пульта используется любая бесплатно распространяемая терминальная программа с поддержкой определенного типа терминала. Такое решение позволяет применять в качестве внешнего инженерного пульта ноутбук или компьютер с любой операционной системой и терминальной программой, уменьшая затраты пользователя на текущую эксплуатацию УСПД.

Мониторинг мощности. На крупных подстанциях при соответствующих условиях договора электроснабжения на диспетчерский персонал возлагаются функции контроля за потребляемой мощностью. При этом задачей диспетчера является наблюдение за текущим потреблением электроэнергии в реальном времени и принятие организационных мер для предотвращения превышения зафиксированной в договоре электроснабжения величины усредненной мощности на заданном интервале времени.

По современным требованиям величина интервала профиля в электросчетчике на коммерческом учете должна быть равной коммерческому интервалу (30 минут). Мониторинг мощности на интервалах времени, равном или меньшем коммерческому интервалу, основанный на анализе профиля счетчика, по таким счетчикам невозможен. УСПД предлагает два варианта решения этой проблемы.

Первый вариант предусматривает регистрацию в УСПД подинтервалов мощности, собранных по цифровому интерфейсу со счетчика во время сеансов связи. Для работы счетчики необходимо запрограммировать на требуемую длительность подинтервала мощности. Возможная величина прединтервала мощности вышеприведенных счетчиков – от 1 минуты и более.

Второй вариант предусматривает регистрацию в УСПД подинтервала профиля счетчика. Подинтервалы профиля формируются в УСПД по специальному алгоритму сбора и обработки запросов показаний счетчиков в реальном времени и поддерживается для всех типов счетчиков, определенных в УСПД.

Величина подинтервала профиля счетчика конфигурируется в УСПД с выполнением условия, что интервал профиля счетчика должен быть кратен подинтервалу профиля. Длительность подинтервала профиля ограничена временем опроса счетчика и может составлять от 30 секунд и более.

В общем случае УСПД может регистрировать, хранить в архивах и передавать в системы верхнего уровня три различных интервала с одного счетчика одновременно:

- интервал профиля счетчика (может быть не равен коммерческому интервалу);
- расчетный коммерческий интервал;
- подинтервал мощности/профиля.

Регистрация подинтервалов мощности/профиля в УСПД расширяет возможности использования систем коммерческого учета и используется во многих реализованных проектах АСКУЭ.

Регистрация параметров электросети. Развитие рыночных отношений в области производства, передачи и потребления электроэнергии заставляет обращать внимание потребителей на качество электроэнергии, поставляемой энергоснабжающей организацией.

Отклонение параметров электросети от нормативных может приводить к неустойчивой работе или даже к аварии различного энергетического и технологического оборудования с большими экономическими потерями для предприятия. Наличие на технологических объектах предприятия средств автоматизированного контроля за такими важными параметрами электросети, как ток, напряжение, частота и другими позволяет выявлять причины аварийных ситуаций и вести конструктивный диалог с поставщиками электроэнергии.

При наличии функции измерения параметров электросети в счетчике УСПД способно осуществлять сбор множества параметров электросети для всех поддерживаемых типов счетчиков. Вышеприведенные счетчики не поддерживают хранение профилей параметров электросети с привязкой ко времени.

Параметры электросети представляют собой мгновенные значения на момент опроса счетчика УСПД. Поэтому в УСПД предусмотрена гибкая система планирования сеансов связи со счетчиками, которая позволяет конфигурировать различную частоту опросов для разных параметров или групп параметров электросети. Но в любом случае частота опроса ограничивается временем сеанса связи со счетчиком.

Максимальная частота параметров опроса электросети в реальных условиях промышленной системы составляет от 30 секунд и более в зависимости от количества счетчиков на одном аппаратном интерфейсе УСПД. Относительно низкая частота дискретизации получаемых

цифровых осциллограмм параметров электросети не дает возможности детального анализа быстрых динамических процессов в электросетях, таких как переходные процессы при включениях или отключениях оборудования и им подобных.

Однако круглосуточная автоматическая регистрация по всем точкам учета энергосистемы позволяет накапливать результаты измерений в сервере базы данных системы верхнего уровня за длительный период. Методами статистической обработки накопленных данных за большой срок можно получить достаточно объективные оценки качества поставляемой электроэнергии.

Учет состояния электрических схем. Помимо коммерческого учета электроэнергии по присоединению в зависимости от положения обходных выключателей УСПД предоставляет дополнительные функции автоматического контроля над состоянием любых электрических схем. Электрические схемы конфигурируются специализированным редактором с использованием языка релейных схем по международному стандарту МЭК 61131-3. Редактор входит в состав встроенного программного обеспечения УСПД.

Реализована возможность конфигурировать электрические схемы, отражающие два вида комбинаций состояний коммутационных аппаратов – аварии и предупреждения. При этом логика обработки электрических схем позволяет включать в схемы аварий сигналы предупреждений и вводить в логику электрических схем учета по присоединениям результаты обработки аварий и предупреждений.

В результате обработки схем аварий и предупреждений в архивах УСПД формируется журнал аварий и предупреждений. Кроме журнала аварий и предупреждений имеется возможность разрешить запись отдельных или всех аварий и предупреждений в общий журнал событий УСПД.

Состояние объектов электрических схем в виде сигналов типа «сухой контакт», подключенных к аппаратным интерфейсам УСПД типа «дискретный вход», опрашивается УСПД с дискретностью до 1 миллисекунды. Такая точность позволяет протоколировать в УСПД порядок и последовательность выполнения переключений в электроустановках, производимых в соответствии с нормативными документами.

Для анализа результатов учета состояния электрических схем встроенное программное обеспечение УСПД включает функцию просмотра истории переключений в виде хронологической последовательности электрических схем, отражающих зарегистрированную информацию об изменениях состояний в схемах. Возможен просмотр по выбранной, по всей схеме или по всем сконфигурированным в УСПД схемам.

Информация предоставляется по всем типам схем, введенным в УСПД: схемам присоединений, схемам предупреждений и схемам аварий. Просмотр информации производится с помощью инженерного пульта.

Оперативный контроль баланса электроэнергии. Подведение итогов расчетного периода и сведение баланса электроэнергии в крупной организации происходит за достаточно длительный период времени, обычно не менее месяца. Получающиеся суммарные цифры могут скрывать серьезные проблемы с распределением и потерями электроэнергии на отдельных объектах, особенно, если они имеют периодический характер.

Детальный разбор выявленного небаланса электроэнергии требует определенных трудозатрат. При этом если и удастся найти проблемный объект и установить причины потерь электроэнергии, то происходит это после свершившегося факта нештатной работы энергосистемы, который уже привел к невозможным финансовым потерям.

Решение данной проблемы состоит в организации оперативного контроля за расчетом баланса электроэнергии на каждой подстанции. Для этого в УСПД реализована подсистема оперативного расчета баланса электроэнергии по группам точек учета/присоединений и подстанции в целом. Расчет баланса производится периодически после окончания каждого коммерческого интервала (30 минут) и сбора всех данных.

Критерием правильности расчетов за истекший коммерческий интервал является сравнение вычисленных фактического и допустимого небалансов. При превышении значения фактического небаланса над допустимым подсистема делает запись в журнале событий. При наличии локального рабочего места дежурного персонала на базе встроенного Web-сервера УСПД производится вывод тревожного сообщения на экран компьютера. Кроме того, возможна реализация звуковой или световой сигнализации с использованием сигнала дискретного выхода УСПД.

Организация рабочих мест на базе встроенного Web-сервера. АСКУЭ носят, как правило, распределенный характер, а по разнообразию и сложности системных решений напрямую зависят от структуры технологических производств конкретного предприятия. Целью внедрения систем АСКУЭ является экономия расхода энергоресурсов путем оперативного контроля за их потреблением на производственных участках каждого подразделения предприятия.

Распространенной ошибкой при проектировании технической системы учета и, как следствие, получение низкой эффективности от ее внедрения является централизация оперативного контроля на уровне отдела главного энергетика предприятия. Объясняется это нежеланием нести дополнительные затраты на проектирование, внедрение и текущую эксплуатацию большого количества автоматизированных рабочих мест в подразделениях. Действительно, применение традиционных решений с использованием SCADA-систем для визуализации

данных и генерации отчетов – дорогое удовольствие для небольшого подразделения и требует высокого уровня квалификации обслуживающего персонала.

Новые возможности УСПД заставляют пересмотреть традиционные взгляды на архитектуру автоматизированных систем. Использование встроенного полнофункционального Web-сервера УСПД – эффективное решение по организации автоматизированных рабочих мест уровня подстанций предприятия. В этом случае УСПД выполняет роль локального сервера базы данных.

В УСПД предоставлено необходимое количество отчетов по оперативным данным, включая:

- отчет о коммерческих интервалах по точкам учета с расчетом сальдо-перетока;
- отчет об итоговых данных за сутки по точкам учета с расчетом сальдо перетока;
- срез расчетных показаний счетчиков на заданное пользователем время и дату и др.

Встроенный Web-сервер УСПД позволяет организовать вывод на рабочие места пользователей итогов работы подсистем оперативной диагностики УСПД и оперативного расчета баланса электроэнергии.

Таким образом:

1. УСПД «Систел» значительно расширяет возможности реализации автоматизированных систем коммерческого и технического учета электроэнергии.
2. Разнообразные функциональные возможности УСПД, базирующиеся на высоконадежной операционной системе «жесткого» реального времени, позволяют решать новые задачи по управлению производством.
3. Совокупность всех новых свойств позволяет оценить УСПД как «универсальный сервер» и позиционировать в проектных решениях в качестве основного элемента автоматизированных систем учета.

Трехуровневая АСКУЭ на основе промышленных УСПД «Систел» интегрирована в АСУ ТП подстанций 35 и 110 кВ, которая рассмотрена ниже.

1.3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПОДСИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ НА ПОДСТАНЦИЯХ 110 КВ И ВЫШЕ

АСУ ТП в сетях строится на основе современных телемеханических комплексов, на базе микропроцессорных контроллеров, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, и обеспечивает [11]:

- управление присоединениями с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении поврежденных участков сети из работы;
- измерение и регистрацию режимных и технологических параметров;
- автоматизацию технологических процессов основного и вспомогательного оборудования.

Основные требования к построению АСУ ТП:

- модульный принцип построения технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
- открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;
- независимость выполнения функций контроля и управления сетевым объектом от состояния других компонентов системы;
- управление присоединениями с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении поврежденных участков сети из работы;
- измерение и регистрация режимных и технологических параметров;
- мониторинг и диагностика состояния оборудования в нормальных и аварийных режимах;
- автоматизация технологических процессов основного и вспомогательного оборудования;
- АСУ ТП должна строиться на основе АСУ технологических процессов подстанций 35...110 кВ и телемеханизации сетевых объектов 6...20 кВ.

Основные задачи в области применения АСУ ТП:

- наблюдаемость режимов сетевых объектов средствами телемеханики и системами технологического управления, позволяющими эффективно отслеживать состояния сети в режиме реального времени;
- мониторинг текущего состояния и режимов работы оборудования;
- эффективное взаимодействие организаций, участвующих в управлении электрическими сетями, функционировании розничного (оптового) рынка электроэнергии (мощности) в едином информационном пространстве;
- интеграция в АСУ технологических процессов релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики, средств контроля и диагностики состояния основного оборудования, сетевых объектов 6...20 кВ, систем измерения, контроля и учета электроэнергии.

Структура АСУ ТП построена на основе территориально-распределенной информационно-вычислительной системы, имеющей три уровня управления и обработки.

Первый (нижний) уровень – это сеть программируемых микропроцессорных контроллеров, размещенных непосредственно около силового и измерительного оборудования, ведущих процесс сбора и предварительной обработки первичной информации и выполняющих задачи местного управления оборудованием. Так как концентратор-шлюз ведет процесс сбора, обработки и накопления цифровой информации от устройств РЗА, одновременно обеспечивая сопряжение сетей, то кроме достаточно мощных вычислительных ресурсов, он должен обладать работоспособностью в непрерывном (круглосуточном) режиме, в необслуживаемых условиях. В некоторых случаях и при работе в жестких климатических факторах необходима флеш-память, сторожевой таймер, привязка к единому времени и сохранность информации при пропадании питания. Такими возможностями обладают устанавливаемые на ПС-110 кВ микропроцессорные контроллеры, например фирмы Otagon и др.

С целью сокращения длины внешних кабельных связей устройства нижнего уровня размещаются в непосредственной близости от силового и измерительного оборудования, с которого производится съем информации.

Данный способ построения системы основывается на создании на территории ПС-110 кВ и выше оперативных пунктов управления (ОПУ), которые будут включать комплекс технических средств защиты и управления, обработки и выдачи информации о состоянии силового оборудования, закрепленного за данным ОПУ, на верхний уровень системы: диспетчерский пункт района электрических сетей или центр управления сетей РСК. Обмен информацией между контроллерами и цифровыми терминалами обычно выполняется по протоколам MODBUS, KBUS, IEC 60870-5-103. В качестве среды передачи используется кабель типа PiMF 600 МГц – кабель с индивидуально экранированными витыми парами в общем экране (фирмы AMP, Германия), подключаемый к портам RS-485 реле защит и контроллера. Контроллеры всех ОПУ объединены в единую локальную сеть передачи данных, в качестве линий связи использованы волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) Ethernet, которые обеспечивают защиту информации от помех на подстанции. Сеть нижнего уровня необходимо интегрировать в локальную вычислительную сеть верхнего уровня через оптический кабель роста оборудования сети связи (КРОСС).

Основой нижнего уровня, как правило, является системный модуль распредустройства и представляет собой совокупность контроллера и цифровых защит, установленных в одном ОПУ. Контроллер выполняет функции концентратора-шлюза, который организует работу цифровых защит и обмен информацией с верхним уровнем системы. Обмен осуществляется только при необходимости информирования об изменении состояния оборудования или по инициативе верхнего уровня.

Таким образом, системный модуль обеспечивает территориальный сбор дискретной и аналоговой информации о состоянии и работе силового и коммутационного оборудования, а также первичную обработку информации, контроль параметров, выявление и регистрацию событий нормального и аварийного режимов, накопление информации о параметрах аварийного режима, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы при проведении процедур управления автономно или по командам с верхнего уровня системы.

Второй уровень – управляющая ЭВМ – концентратор информации управляет сетью низовых контроллеров, ведет обработку информации в реальном времени, формирует и поддерживает базы данных в суточном интервале, выполняет автономные процессы управления. Обмен информацией между низовыми контроллерами и концентратором осуществляется по волоконно-оптическим линиям связи, что обеспечивает защиту информации от помеховой обстановки на подстанции.

Третий (верхний) уровень – ПЭВМ с двумя мониторами, обеспечивающая диспетчера подстанции всеми видами информации (схемы, таблицы, бланки, графики, ведомости, контрольно-диагностические, предупредительные и аварийные сообщения, рекомендации по действиям в нештатных ситуациях, справочные и архивные данные по функциональным задачам и т.д.), необходимой для сопровождения и контроля технологических процессов.

Технические средства верхнего уровня АСУ ТП подстанции. Верхний уровень системы необходим в первую очередь для подстанций с постоянным диспетчерским (эксплуатационным) персоналом. Основным элементом верхнего уровня является АРМ диспетчера, выполненное на базе ПЭВМ. Существующие объемы информации, с которой оперирует диспетчер (на подстанциях класса 110 кВ и выше) требуют увеличения поля отображения сверх возможностей штатного монитора ПЭВМ и распределения потоков (видов) информации. Для этой цели АРМ диспетчера дополняется вторым монитором или графической станцией с экраном до 21". В основном, второй экран используется для отображения схем подстанции или ее распредустройств с динамическим изменением аналоговой и дискретной информации.

Разделение и одновременное выполнение функций эксплуатационного персонала при использовании единой информационной базы данных системы требуют наращивания количества АРМ и включения в состав верхнего уровня сервера БД. Эволюция создания АСУ ТП ПС показала, что вторым по необходимости является АРМ специалиста релейной защиты и автоматики. На крупных системообразующих подстанциях возможно включение в сеть верхнего уровня АРМ системного специалиста (с функциями настройщика, конфигуратора и администратора БД), при необходимости совмещенного с АРМ начальника подстанции.

Все программно-технические средства верхнего уровня объединяются быстродействующей локальной сетью Ethernet, к которой на правах автономных абонентов подключены также шлюзы системных модулей нижнего уровня. Для обмена оперативной и технологической информацией с АСОТУ РСК и РЭС в состав комплекса верхнего уровня включается отдельный сервер связи. При качественных каналах связи функции сервера связи может взять на себя сервер БД (что должно подтверждаться расчетами информационной нагрузки).

Состав и структура комплекса технических средств АСУ ТП нижнего уровня. В настоящее время определился ряд ведущих производителей цифровых защит в странах Дальнего и Ближнего зарубежья – ALSTOM (Франция), АBB – Реле Чебоксары (Россия), SIEMENS (Германия).

Цифровые устройства релейной защиты и автоматики данных производителей в настоящее время становятся частью СКУЭТО подстанций [1, 12]. С позиций СКУЭТО, цифровые устройства РЗА являются оконечными устройствами, т.е. релейными терминалами. Переход на цифровые способы обработки информации в устройствах РЗА не приводит к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно расширяет их функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает стоимость. Именно по этим причинам цифровые реле быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных устройств.

Вместе с этим, определилась оптимальная структура аппаратной части цифровых реле, многие технические решения стали типовыми. Поэтому современные цифровые реле, производимые разными фирмами, имеют много общего, а их характеристики очень близки. Минимальный объем выполняемых функций в части релейной защиты, автоматики и измерений (РЗАИ) определяется требованиями правил устройств электроустановок ПУЭ и правил технической эксплуатации ПТЭ, а максимальный – функциональными возможностями используемых микропроцессорных устройств.

Основные функциональные характеристики современных цифровых устройств РЗАИ следующие:

- аналого-цифровое преобразование входных аналоговых сигналов при наличии аналоговых и цифровых фильтров на основе алгоритма Фурье;
- реализация функций РЗАИ осуществляется с помощью программного обеспечения, работающего в темпе реального времени;
- использование микроЭВМ с очень большой степенью интеграции;
- гальваническое разделение входных аналоговых сигналов (токов и напряжений) от электронной части схемы осуществляется с помощью разделительных трансформаторов, а дискретных сигналов – с помощью оптотранзисторов;
- наличие миниатюрных электромеханических реле с мощными контактами;
- возможность питания от сети постоянного или переменного тока;
- наличие одно, двухстрочного жидкокристаллического дисплея, светодиодных индикаторов, клавиатуры;
- наличие интерфейсных блоков для локальной и дистанционной связи;
- программируемое назначение объема функций защиты;
- возможность назначения переменного числа функций на срабатывание любого выходного исполнительного реле;
- высокая сейсмо-, вибро- и помехоустойчивость;
- широкий рабочий температурный диапазон;
- возможность регистрации событий и параметров повреждений;
- реализация функций устройств резервирования отключения выключателей (УРОВ), автоматического повторного включения (АПВ) (однофазного – ОАПВ, трехфазного – ТАПВ) многократного действия;
- возможность определения места повреждения (короткого замыкания – КЗ);
- наличие нескольких ступеней защит с настраиваемыми временно-зависимыми и независимыми выдержками;
- возможность использования нескольких групп уставок;
- постоянная самодиагностика;
- обеспечение функций ускорения, блокировки защит по высокочастотным или оптоволоконным каналам;
- обеспечение функций защиты от перегрузки, качаний электросети, контроля синхронизма при включении;
- обеспечение логики ближнего и дальнего резервирования.

Большинство устройств имеют встроенную функцию автоматического цифрового осциллографирования, обнаружения мест повреждения. С помощью реле MODN, MICOM и MODULEX 3, подключенных к сети передачи информации, может быть реализована система автоматического ограничения нагрузки, т.е. одновременного отключения заданных присоединений по команде диспетчерского центра.

Устройства обеспечивают автоматическую непрерывную самодиагностику своей направленности (памяти, процессоров, входных преобразователей, программного обеспечения и т.д.) с выдачей информации на жидкокристаллический дисплей (ЖКД) по сети передачи информации и замыканием контакта выходного реле контроля исправности.

Наличие автодиагностики, съемная конструкция активной части, а также возможность дистанционного контроля значений уставок позволяют отказаться от периодического технического обслуживания микропроцессорных реле. Это существенно снижает эксплуатационные расходы.

Для диагностики состояния выключателя большинство устройств имеют встроенную функцию числа их операций включения, а также фиксируют сумму квадратов токов КЗ отключения каждой его фазой. Включение выключателя может быть заблокировано при превышении заданных значений величин.

Дискретные входы могут быть использованы, в том числе, и для контроля положения коммутационных аппаратов защищаемого присоединения и организации системы блокирования при дистанционном управлении через сеть передачи информации.

Все устройства обеспечивают индикацию на ЖКД значений входных аналоговых величин. Кроме того, обеспечивается индикация производных от измеренных величин (мощность, энергия, $\cos\phi$ и т.д.).

Все устройства оснащены интерфейсом RS-485 для организации дистанционной связи (подключение к компьютерной сети удаленной передачи данных). Для подключения к сети реле объединяются с помощью экранированной витой пары или оптоволоконного кабеля в группы до 32-х и подключаются к порту компьютера рабочей станции или шлюза через устройство конвертора-протокола.

Таким образом, все измеренные значения и зафиксированные сигналы могут быть направлены на соответствующий уровень управления для выдачи на монитор оперативного персонала, для отображения или организации базы данных. Дистанционное управление коммутационными аппаратами может быть осуществлено оперативным персоналом по вычислительной сети путем управления срабатыванием соответствующим

щих выходных реле микропроцессорных устройств. Также дистанционно персоналом службы РЗА может быть произведено изменение уставок защит и переключение их с одной группы в другую.

АСУ ТП подстанций 110 кВ и выше. Электрические подстанции 110 кВ региональных сетевых компаний осуществляют прием, преобразование, распределение, передачу электроэнергии и представляют собой совокупность силового, коммутационного и измерительного оборудования, объединенного электрической схемой по классам напряжения, включая комплекс устройств защиты и автоматики, измерения и управления.

Анализ технического состояния большинства действующих подстанций, введенных в эксплуатацию в 1960-е – 1980-е гг., показал, что физический износ основного и вспомогательного оборудования достигает критических величин. Существующее вторичное оборудование морально и физически устарело, имеет низкую надежность и информативность, высокие эксплуатационные затраты, что требует проведения поэтапной реконструкции на основе применения современных систем контроля, защиты и управления (СКЗУ) нового поколения.

Согласно технической политике ОАО «МРСК Центра» современный подход к созданию СКЗУ и АСУ ТП подстанций в филиалах региональных сетевых компаний [13 – 15] – массовый переход на микропроцессорные цифровые защиты, а также перевод выполнения функциональных задач управления технологическими процессами на подстанциях из оперативного в автоматизированный и далее в автоматический режим с одновременным сокращением числа подстанций с дежурным персоналом.

Существенная часть вновь строящихся и реконструированных ПС-110 кВ и выше, их пусковых очередей была введена в эксплуатацию не более 10...12 лет назад и имеет удовлетворительное техническое состояние основного оборудования, устройств релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики. Информационно-регистрационная подсистема представлена группой показывающих приборов, имеющих низкую точность и информативность. Для регистрации аварийных процессов используются морально и физически устаревшие светолучевые осциллографы, установленные на отходящих линиях, сборках и системах шин. Подсистема оперативного управления представлена группой ключей, накладок, блоков, ламп и табло сигнализации. Вывод информации о работе основных систем ПС осуществляется на щит центральной сигнализации в обобщенной форме («работа», «неисправность», «функциональная единица»). Изменение информации сопровождается двумя видами звуковой сигнализации (аварийной и предупредительной). Ведение различных ведомостей событий, опе-

ративного журнала, учет срабатывания указательных реле производится оперативным персоналом вручную.

Для вновь строящихся и реконструируемых подстанций 110 кВ и выше замена морально и физически устаревших информационно-регистрающих подсистем, создание подсистем технической диагностики основного оборудования, энергосберегающих технологий имеют наиболее актуальное значение. Именно для таких объектов является эффективным создание АРМ диспетчера и АСУ ТП с решением ряда информационных и управляющих задач.

Объекты автоматизации АСУ ТП характеризуются:

- значительным объемом информации, необходимой для контроля и управления;
- большим числом органов управления;
- стабильностью протекания нормальных режимов работы, как правило, не требующих вмешательства оператора, за исключением производств оперативных переключений в главной схеме электрических соединений и схеме собственных нужд;
- высокими скоростями протекания переходных процессов;
- рассредоточением управляемого электротехнического оборудования на большой территории, удаленного от оперативного пункта управления (ОПУ) и главного щита управления (ГЩУ);
- мощным влиянием электромагнитных полей широкого частотного спектра, с резко возрастающим уровнем их при переходных процессах;
- разнородными техническими средствами контроля и управления разных поколений, выполненными на различной элементной базе.

Функциональные задачи. На начальном периоде развертывания работ по созданию АСУ ТП подстанций 110 кВ и выше состав, классификация и терминология функций (иначе функциональных задач) системы определяются в соответствии с РД 34.35.120–90 [16]. Согласно этому руководящему документу в АСУ ТП подстанции выделяются следующие подсистемы:

- информационная;
- оперативного управления;
- передачи и приема информации;
- связи;
- релейной защиты;
- диагностики состояния основного оборудования;
- автоматизации и контроля собственных нужд.

Классификация функций АСУ ТП в соответствии с [16] носит скорее не системный, а прикладной характер и больше привязана к видам оборудования и информации, нежели к функциональной на-

правленности и, следовательно, накладывает ограничения на универсальность функций. Это можно пояснить на следующих примерах. Функция «Хронологическая регистрация работы оборудования» из информационной подсистемы [16] дает исходные данные для функций «Контроль параметров, вышедших за пределы установленных норм» и «Отображение информации для оперативного персонала» из подсистемы оперативного управления.

Функция «Автоматическое ведение суточных ведомостей» из подсистемы оперативного управления может выполняться при реализации функции «Сбор и первичная обработка аналоговой и дискретной информации» из состава информационной подсистемы и непосредственно влияет на выполнение функций всех подсистем. Далее, функция «Формирование, обновление и архивирование БД нормального режима» относится только к информационной подсистеме, а функции регулирования напряжения, управления коммутационной аппаратурой, управления охлаждением автотрансформаторов АТ относятся к области управления оборудованием, но разделены по разным подсистемам [16].

На основе положений, отраженных в [16], необходимо произвести классификацию функциональных задач при разработке технического задания и последующей реализации АСУ ТП ПС-110 кВ в каждой региональной сетевой компании. В ходе проведения этих и последующих системных работ для РСК необходимо определить развернутую и универсальную классификацию функций по укрупненным системным направлениям. Эти направления характеризуются как подсистемы:

- информационных функций;
- управляющих функций;
- общесистемных функций;
- вспомогательных функций.

К *информационным* относятся функции, обеспечивающие сбор и обработку информации о состоянии и работе силового и вспомогательного оборудования подстанции в нормальном и аварийном режимах, а также контроль параметров и диагностику состояния оборудования, выполнение расчетов, представление информации диспетчерскому и эксплуатационному персоналу подстанции, обмен информацией с вышестоящими уровнями управления.

В свою очередь информационные функции подразделяются на:

- оперативные, выдающие информацию в реальном времени и используемые непосредственно в ведении техпроцессов и управлении оборудованием подстанции;
- неоперативные, направленные на документирование хода и результатов выполнения техпроцессов, проведения расчетов и анализа информации, создания оперативных и отчетных документов, планирования и проведения регламентных мероприятий.

К *управляющим* относятся функции, обеспечивающие формирование и выдачу управляющих воздействий на оборудование подстанции в соответствии с режимными условиями, графиками, заданными уставками и т.п.

К *общесистемным* относятся функции, обеспечивающие базовую поддержку выполнения информационных и управляющих функций, загрузку и установку конфигурации системы. А также ведение единого времени, формирование и обновление БД нормального режима, переходных и аварийных процессов, генерацию и редактирование видеокадров, графических и табличных форм.

Комплекс программно-технических средств АСУ ТП подстанции предназначен для автоматизации технологических процессов по преобразованию и распределению электроэнергии на подстанции и выполняет следующие функции [1, 4]:

- сбор, обработка и хронологическая регистрация аналоговой и дискретной информации о работе оборудования в нормальном режиме;
- формирование, автоматическое обновление, архивирование информационной базы данных нормального режима работы;
- автоматическое составление и ведение суточных ведомостей;
- автоматическое регулирование напряжения согласно диспетчерскому графику;
- контроль энергопотребления и диагностика параметров режима, вышедших за пределы установленных норм;
- контроль и диагностика цепей оперативной блокировки и правильности выполнения оперативных переключений;
- контроль температуры и автоматическое управление охлаждением трансформаторов, давлением, учет наработки компрессорных установок;
- контроль сопротивления изоляции цепей постоянного тока;
- отображение схем подстанции в реальном масштабе времени.

Таким образом, как показано выше, АСУ ТП на основе трех уровней (нижнего, второго и верхнего) с комплексом программно-технических средств для подстанций 110 кВ и выше обеспечивают сбор дискретной и аналоговой информации о состоянии и работе силового оборудования, а также первичную обработку информации, контроль параметров, выявление и регистрацию событий нормального и аварийного режимов, накопление информации о параметрах аварийного режима, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы при проведении процедур управления с верхнего уровня системы.

АСУ ТП на верхнем уровне интегрирована в АСОТУ электросетевым комплексом 35 и 110 кВ, которая рассмотрена ниже.

1.4. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПОДСИСТЕМА ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 35 и 110 кВ

АСОТУ содержит следующие функциональные блоки [31]:

- сбора и передачи информации;
- мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах;
- оперативно-технологического управления.

Подсистема сбора и передачи информации должна обеспечивать надежное функционирование системы АСОТУ при передаче первичной информации:

- с объектов электрических сетей всех классов напряжений в ЦУС филиалов и районов электрических сетей;
- с подстанций напряжением 110 кВ на диспетчерские пункты филиалов ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор Единой энергетической системы) в соответствии с перечнем распределения оборудования и ВЛ по способу диспетчерского управления.

Первичной информацией являются:

- электрические режимные параметры первичного оборудования подстанций 35-110/6-20; 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6...20 кВ;
- положение анцапф устройств регулирования напряжения на силовых трансформаторах подстанций 35...110 кВ;
- положение заземляющих ножей линейных разъединителей на ВЛ 35...110 кВ (при наличии соответствующих датчиков на коммутационных аппаратах);
- состояние (положение) коммутационных аппаратов на подстанциях, пунктах секционирования и автоматического включения резерва, распределительных и соединительных пунктах;
- результаты цифровой обработки осциллограмм аварийных режимов на контролируемых присоединениях;
- состояние устройств РЗА и противоаварийной автоматики в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;
- другая дополнительная информация о состоянии инженерных систем сетевого объекта.

Объем сбора и передачи информации с подстанций 35...110 кВ для АСОТУ. Для оперативного контроля и управления сетевыми объектами 6...10 кВ должны быть предусмотрены [31]:

- телеуправление выключателями 6...20 кВ;
- телесигнализация положения выключателей 6...20 кВ, в том числе, об аварийном отключении выключателей;

- телесигнализация «земли» в сети и других неисправностей (сигнал о неисправности во вторичных цепях и др.);
- охранная сигнализация для распределительных пунктов 6...20 кВ и закрытых подстанций;
- телеизмерения тока и напряжения, интегральные телеизмерения для технического учета электроэнергии;
- пожарная сигнализация и другие дополнительные параметры.

Подсистема оперативно-технологического управления (ОТУ) должна включать [12, 31]:

- контроль состояния сетевых объектов;
- анализ оперативной обстановки на объектах с Центров управления сетями;
- организацию оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановление режимов сетевых объектов;
- организацию оперативного обслуживания подстанций, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в сетях;
- использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;
- мониторинг сигналов от охранных систем и систем видеонаблюдения на подстанциях 35...110 кВ;
- контроль объектов без постоянного обслуживающего персонала с возможностью управления из Центров управления сетями.

Задачи систем связи и передачи данных ОТУ. Основные задачи сетей связи филиала [31]:

- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;
- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;
- повышение живучести и надежности функционирования сети в целях управления нормальными и аварийными режимами;
- передача всех видов информации в единой транспортной среде;
- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;
- возможность интеграции сетей связи с сетями других ведомств, заинтересованных в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

Требования к выбору технических решений:

- для обеспечения надежности и живучести систем АСОТУ целевой моделью организации связи с подстанциями 35...110 кВ необхо-

димо считать организацию двух независимых цифровых каналов связи с каждым объектом. При этом допускается в качестве временного решения использовать один цифровой спутниковый канал связи с резервированием по имеющемуся аналоговому каналу связи (ВЧ-канал, арендованный телефонный канал и др.). При возможности выбора технических решений, с учетом тенденции роста заинтересованности сторонних операторов связи в использовании объектов электросетевого комплекса для размещения своего оборудования (подвес ВОЛС, установка оборудования радиорелейных линий (РРЛ) и др.) предпочтение следует отдавать организации цифровой связи на основе волоконно-оптических и цифровых беспроводных сетей связи с использованием кольцевой топологии сети;

– при проектировании средств и систем подвижной радиосвязи предпочтительно использовать цифровые радиостанции и системы, обеспечивающие возможность быстрой настройки ведения переговоров между ЦУС и подвижными объектами по всей территории РСК (сеть связи с единым центром контроля и управления).

Принципы создания и развития сетей связи:

– переход на цифровые сети с применением нового оборудования и технологий;

– возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих потребностей и организации доступа к службам сетей связи независимо от используемой технологии (инвариантность доступа);

– организация полного набора традиционных служб связи и новых информационных служб с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;

– независимость полноты технологических и корпоративных услуг связи от транспортных технологий;

– возможность управления службой, вызовом и соединением со стороны пользователя; создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;

– экономическая целесообразность использования создаваемой сети;

– удовлетворение потребностей различных потребителей, в том числе, в случаях чрезвычайных ситуаций.

Структура сетей связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях – филиал, РЭС, в том числе, с узлами связи магистральных сетей и ОАО «ФСК ЕЭС», а также с узлами связи сети общего пользования Российской Федерации.

Техническая структура сетей связи должна формироваться на основе:

- комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого входят серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора, оборудование передачи данных (концентраторы, мосты, шлюзы и др.);

- комплекса программного обеспечения, в состав которого входят базовая операционная система, система управления, формирования и ведения баз данных, пакет прикладных программ, реализующих функции по анализу качества, планированию сети, передачи данных, поддержке локальных сетей, защите информации от несанкционированного доступа и т.д.;

- сети передачи данных.

Техническая структура сетей связи должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

В состав сетей связи должны входить существующие и строящиеся линии и сети связи, а также арендованные каналы:

- кабельные линии связи и высокочастотные системы передачи по линиям электропередачи;

- волоконно-оптические линии связи и радиорелейные линии связи;

- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи), цифровой спутниковой связи и телефонной связи.

Телефонная связь организуется на базе телефонной сети связи электроэнергетики, построенной по радиально-узловому принципу.

Система управления сетей связи должна формироваться на базе центров управления и обеспечивать эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи предполагает управление элементами сети, сетью в целом и техническим обслуживанием и ремонтами сетевых объектов. На всех уровнях управления должны обеспечиваться функции устранения неисправностей; изменения конфигурации сети; надежности и качества передачи, безопасности информации. Для безотказной работы систем управления сетей связи должно быть предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонентов – баз данных, серверов и каналов управления.

Требования к оборудованию ЦУС уровня филиала и РЭС. Информационные системы ЦУС филиала должны обеспечивать [31]:

- наблюдение за состоянием РЭСК, контроль положения коммутационных аппаратов объектов, измерение и расчет потокораспределения, выдачу команд телеуправления объектами в соответствии с Перечнем распределения оборудования по способу управления;

- получение информации о местоположении подвижных бригад с использованием средств GPS;
- возможность ведения переговоров с оперативно-ремонтной (ОРБ) и оперативно-выездной (ОВБ) бригадами как во время их движения, так и при нахождении (выполнении работ/операций) на объектах управления;
- прямые телефонные каналы с объектами управления и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;
- прямые линии связи с центрами приема и обработки вызовов и доступ к функциональности SAP.

Система коллективного отображения информации ЦУС филиала строится на базе видеостены (видеокубов) с возможностью вывода схем на картографической основе. Не рекомендуется при проектировании ЦУС филиалов использовать мозаичные мнемосхемы.

Система коллективного отображения информации ЦУС уровня РЭС строится с использованием мнемосхем, позволяющих отображать положение коммутационных аппаратов и развернутые схемы 6...10 кВ. Крупные ДП РЭС могут оснащаться видеостеной, параметры которой выбираются и согласовываются на этапе разработки Технического задания на проектирование. При разработке схем организации каналов передачи данных вновь строящихся и реконструируемых объектов – в качестве типового решения следует принимать схему передачу телеинформации с объекта в ЦУС филиала с резервированием каналов связи.

При реконструкции объектовой системы телемеханики подстанций, оборудование которых находится в управлении ДП РЭС, в качестве типового решения обеспечивается прямая передача данных телеметрии в ЦППС ЦУС филиала с организацией удаленного доступа к этой информации оперативного руководителя ДП РЭС с использованием «тонкого клиента». Допускается прямая передача в ДП РЭС данных телеметрии по используемым протоколам для повышения надежности работы системы телеметрии.

Таким образом, организация модели АСОТУ как высшего звена ИИС основана на технической структуре сетей связи РСК, а также интеграции подсистем контроля и учета электроэнергии, технологических процессов на подстанциях и оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ в филиалах региональных сетевых компаний ОАО «МРСК Центра».

Интегрированная ИИС включает в свой состав подсистему диагностики, контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций электросетевого комплекса, рассмотренную во второй главе.

ВЫВОДЫ

1. Новая технология проектирования, основанная на применении морфологической матрицы базисных структур и компонентов их структур, позволяет разработать полномасштабную интегрированную иерархическую двухуровневую ИИС на базе автоматизированных подсистем контроля и учета электроэнергии потребителей, технологических процессов на подстанциях и оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ.

2. АСКУЭ потребителей на основе микропроцессорных устройств сбора и передачи информации позволяет организовать трехуровневую систему коммерческого и технического учета электроэнергии, базирующуюся на высоконадежной операционной системе «жесткого» реального времени с решением новых задач по управлению производством.

3. АСУ ТП на подстанциях 110 кВ и выше с ПТС обеспечивают территориальный сбор дискретной и аналоговой информации о состоянии и работе силового и коммутационного оборудования, а также контроль параметров, выявление и регистрацию событий нормального и аварийного режимов, формирование и выдачу управляющих воздействий на исполнительные механизмы при проведении процедур управления автономно или по командам с верхнего уровня системы.

4. АСОТУ верхнего уровня на основе технической структуры сети связи, подсистем контроля и учета электроэнергии, технологических процессов на подстанциях и оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ обеспечивает оптимальное функционирование двухуровневой ИИС в рамках каждого филиала региональных сетевых компаний ОАО «МРСК Центра».

2. ДИАГНОСТИКА И СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПОДСТАНЦИЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Рассмотрены современные системы диагностики и мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ и выше, «умная» технология управления электрическими сетями, тепловизионные системы контроля электрооборудования на рабочем напряжении, а также новый способ отображения диагностической информации и организация направленной деятельности служб диагностики в региональных сетевых компаниях на современном этапе

До настоящего времени диагностика силового трансформаторного оборудования в процессе работы рассматривалась как периодический контроль состояния устройств защиты и измерений (газовое реле, указатель уровня масла и т.д.), проведение высоковольтных испытаний, хроматографический анализ газосодержания в масле и т.д. согласно [14].

Данный способ контроля не всегда эффективен для обнаружения быстроразвивающихся дефектов, возникающих в интервалах времени между взятиями проб, испытаниями и измерениями и приводящих к аварийным отказам оборудования.

Современный уровень автоматизации позволяет расширить возможности этого контроля с помощью применения стационарных систем мониторинга и диагностики силового трансформаторного оборудования и повысить, тем самым, надежность его работы.

2.1. СИСТЕМА ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ И ВЫШЕ

Стационарная система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов в региональных сетевых компаниях обычно поставляется вместе с новым трансформатором или монтируется на трансформаторе, находящемся в эксплуатации, в процессе модернизации системы защиты и может быть выполнена по схеме, представленной на рис. 2.1 [35].

Система базируется на результатах тестов, выполняемых в автоматическом режиме установленными на работающем трансформаторе датчиками, и позволяет определить текущее техническое состояние трансформатора, дефекты подсистем и остаточный ресурс работы.

Набор тестов (датчиков), используемых системой мониторинга для конкретного трансформатора, определяется еще на этапе ее создания (проектирования) и практически никогда в процессе дальнейшей

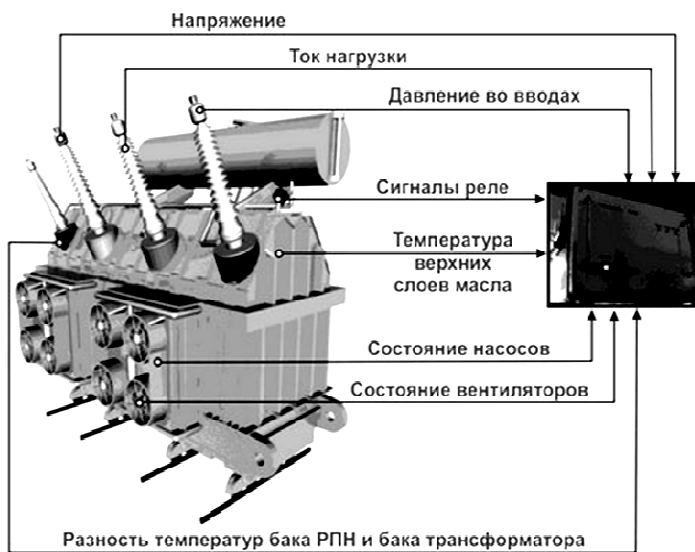


Рис. 2.1. Стационарная система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов 110 кВ и выше

эксплуатации не модернизируется, поэтому при создании системы мониторинга важно не допустить две крайности: упрощения и чрезмерного усложнения системы. Упрощение приводит к получению ненадежной оценки технического состояния и невозможности определить остаточный ресурс, усложнение – к получению избыточной информации и неиспользуемых заключений о состоянии отдельных частей оборудования.

Глубина предлагаемых системой мониторинга рекомендаций может быть различной, от простой регистрации превышения параметрами пороговых значений до достаточно обоснованных предложений по проведению ремонтных работ. Чем более продуманной и совершенной является встроенная экспертная система, тем выше достоверность оперативной информации о текущем техническом состоянии контролируемого трансформатора, что полностью соответствует требованиям технической политики в распределительном электросетевом комплексе, проводимой в каждой региональной сетевой компании.

Все основное оборудование системы мониторинга располагается рядом с трансформатором, монтируется в защитном контрольном шкафу и состоит из модулей, к которым подключаются датчики (рис. 2.1). Количество датчиков может быть различным, в зависимости от контролируемых системой мониторинга параметров, например:

- температуры (верхних и нижних слоев масла, окружающей среды и т.п.);
- вибрации, напряжения и тока;
- контроля изоляции высоковольтных вводов;
- газосодержания и влагосодержания в масле;
- давления масла во вводах;
- уровня масла в расширителе трансформатора и регулятора переключения напряжения РПН;
- контроля состояния РПН и др.

Ниже согласно [35] приведены функции датчиков, используемых для системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ и выше.

2.1.1. ДАТЧИКИ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Датчик температуры масла в баке позволяет осуществлять температурный мониторинг с активацией сигнала в случае превышения температуры. Используется резисторный термометр Pt100 с 3-проводным соединением. Он устанавливается наверху трансформатора в отделении для термометра. Изменение сопротивления датчика, обусловленное изменением температуры, с помощью контактного ввода преобразуется в аналоговый сигнал.

Датчик температуры масла в системе охлаждения используется для оптимизации тепловых режимов работы трансформатора и контроля состояния электродвигателей системы охлаждения. Исходной информацией для управления тепловыми режимами трансформатора являются значения температур на входе и выходе охладителей. Дополнительная информация о температуре масла в баке трансформатора поступает от других датчиков. При помощи реле, имеющихся в модуле, система мониторинга может в автоматическом режиме включать и отключать оборудование системы охлаждения (управление пускателями).

Датчик температуры окружающей среды. Используется резисторный термометр Pt100 с 3-проводным соединением. Он устанавливается в нижней части контрольного шкафа. Питание датчика осуществляется низким током через измерительный преобразователь, а встроенный в него контактный ввод выдает значение температуры в виде аналогового сигнала. Светодиодный индикатор ошибки указывает на неисправность датчика (например, обрыв провода).

Датчик вибрации стенок бака. При коротком замыкании трансформатора электромагнитные поля, возникающие между обмотками и между обмотками и стенкой бака, приводят к вибрациям стенки бака,

которые отслеживаются системой измерения ускорений. Измерение вибрации стенки бака позволяет системе сохранять сигнатуры таких событий, с тем, чтобы оценить воздействие на зажимы и сами обмотки. Активный датчик ускорения служит для измерения ускорения стенки бака. Датчик устанавливается на магнитном креплении на стенку бака.

Датчик напряжения представляет собой параллельное соединение до трех отдельных конденсаторов. Регистрируемые значения рабочих напряжений и сквозных токов короткого замыкания используются во встроенных в систему расчетных моделях, по которым определяется остаточный ресурс изоляции обмоток.

Эта же информация используется для формирования выходных сигналов системы автоматизированного управления положением регулятора переключений напряжения (РПН) трансформатора. На основании этой информации производится запуск алгоритмов контроля комплексного сопротивления обмоток трансформатора под напряжением. Знание этой информации, наряду с анализом изменения фазных токов и напряжений, позволяет корректно отслеживать переходные процессы, возникающие в трансформаторе в процессе его работы.

Датчик тока. Благодаря наличию датчиков тока система мониторинга позволяет одновременно проводить измерения токов трех вводов одного напряжения и измерение токов вводов одной фазы, но разных напряжений.

Полученной информации достаточно для построения векторной диаграммы приведенного трансформатора и аналитического расчета комплексного сопротивления фаз трансформатора. Благодаря этому можно контролировать изменение формы обмоток, которое может возникнуть после протекания через трансформатор сквозных токов короткого замыкания.

Датчик контроля изоляции высоковольтных вводов предназначен для реализации одной из наиболее важных функций системы мониторинга технического состояния трансформатора – обеспечения контроля состояния изоляции высоковольтных вводов.

На каждый контролируемый ввод высокого (ВН) и среднего (СН) напряжения и в нейтраль трансформатора устанавливается датчик токов проводимости и частичных разрядов, выходной сигнал которого содержится в своем составе ток проводимости ввода и импульсы частичных разрядов (ЧР). Токи проводимости вводов и частичные разряды регистрируются и передаются в специализированный модуль системы мониторинга. Дополнительно могут быть установлены датчики короны.

В трансформаторах регистрация частичных разрядов является сложной задачей, что обусловлено сильным влиянием коронных разрядов, близких по параметрам к импульсам ЧР. По этой причине в мо-

дуле в максимальной степени должны быть реализованы технические и алгоритмические возможности отстройки от помех.

Измерение частичных разрядов дает возможность проведения эффективной неразрушающей диагностики электроизоляции и позволяет предотвратить дорогостоящие внеплановые простои за счет обнаружения проблем изоляции на ранней стадии, пока они не вызывают аварию.

Датчик анализа растворенных газов Hydran. Так как воздействие частичных разрядов и перегрузка обмоток приводят к поступлению в масло газообразных продуктов разложения, то наличие и увеличение концентрации вредных газов, растворенных в масле, может быть признаком проблем с изоляцией трансформатора.

Датчик Hydran измеряет накопленное количество газов (водород, окись углерода, ацетилен, этилен) в промилле, а также влагосодержание масла. Увеличение количества газа может использоваться в качестве основания для обычного газового анализа с целью диагностики типа неисправности.

Принцип работы датчика основан на использовании электрохимического преобразователя и газопроницаемой мембраны. Газы, растворенные в масле, проходят через мембрану и вступают в контакт с миниатюрным газовым детектором. Сигнал, генерируемый газовым детектором, прямо пропорционален концентрации газа в масле.

Датчик оборудован собственным микропроцессором и имеет ряд внутренних функций, таких как два программируемых аварийных сигнала и режим истории. Устанавливать датчик рекомендуется на обратном трубопроводе охладителя через специальный сваренный патрубок и запорный кран.

Датчик контроля содержания растворенного водорода и воды AMS 500 Calisto. Измерение содержания растворенного водорода осуществляется датчиком Calisto в два этапа. Сначала растворенный водород непрерывно извлекается из масла специально разработанным зондом, выполненным из капиллярных трубок. Затем, как только зонд будет заполнен и стабилизируется, начинается непрерывное измерение содержания водорода (и отображение в промилле) с помощью высокоточной технологии обнаружения водорода на основе температурной проводимости.

Содержание растворенной в трансформаторном масле воды непрерывно измеряется с помощью емкостного тонкопленочного датчика, погруженного непосредственно в циркулирующее масло. Содержание влаги может отображаться в промилле или в процентном соотношении.

Датчик Calisto расположен на трансформаторе, а масло циркулирует через устройство с помощью небольшого внутреннего насоса (скорость потока 60 мл/мин), расположенного внутри главного корпуса.

Для дополнительного анализа влагосодержания масла также можно использовать отдельно устанавливаемый емкостный тонкопленочный датчик ММТ 318. Датчик расположен в охлаждающем трубопроводе. Он подключен к масляному контуру через клапан или комби-фланец с датчиком Hydran.

Газовый анализатор Transfix. Прибор используется для непрерывного анализа растворенных газов (АРГ). Он извлекает газы из трансформаторного масла и анализирует их состав по принципу фотоакустической спектроскопии. Измеряются содержание восьми газов (водород и метан, этан и этилен, ацетилен и окись углерода, двуокись углерода и кислород) и влагосодержание трансформаторного масла.

Все оборудование для проведения АРГ установлено в корпус из нержавеющей стали со степенью защиты IP56 и подключается к трансформатору трубопроводами из нержавеющей стали. Для проведения анализа не требуется никаких дополнительных расходных материалов (газы-наполнители), анализ выполняется за 1 час. Встроенный микропроцессор с внутренней долговременной памятью позволяет хранить измеренные данные (10 000 измерений) и осуществляет обмен данными между анализатором и системой мониторинга.

Датчик давления масла во вводах трансформатора. Пьезорезистивный датчик измеряет относительное давление масла в высоковольтном вводе и сравнивает с показаниями датчиков, установленных в других фазах. Таким образом, можно устранить вариации давления вследствие изменений температуры и нагрузки и обнаружить утечку или потерю масла. Датчик давления располагается на манометре.

Датчик уровня масла в расширителе трансформатора и РПН. Измерение уровня масла в целях обнаружения утечек выполняется ультразвуковым датчиком. Ультразвуковые импульсы, испускаемые датчиком, отражаются от границы масла и воздуха и возвращаются в датчик. Датчик вычисляет уровень масла по времени, прошедшему от передачи ультразвукового импульса до получения эха. Измеренное расстояние преобразуется в пропорциональный ему токовый сигнал и анализируется системой мониторинга. Ультразвуковой датчик устанавливается на верхней крышке бака. Адаптер приваривается к нижней части бака и входит в комплект поставки датчика.

Датчик Бухгольца. Состояние системы изоляции масляных трансформаторов контролируется, главным образом, с помощью газового реле. Этот прибор предназначен для обнаружения газообразных продуктов распада, выходящих из бака трансформатора во время работы, и оповещения о наличии газа.

Недостатком газового реле является то, что при возникновении предупреждающего или аварийного сигнала известно только, сколько

газа в реле и когда его последний раз вентилировали. История выделения газа неизвестна. Газовое реле неспособно отличить длительную неисправность с невысокой энергией, такую как частичный разряд, от краткосрочной неисправности с высокой энергией, такой как местный перегрев.

Для эффективного анализа такого сорта неисправностей необходимо измерять скорость газообразования. Это и есть задача газового датчика Бухгольца, при этом защитная функция газового реле не затрагивается. Датчик подсоединяется к вентиляционному отверстию газового реле. Измерение количества газа выполняется с помощью поплавка, находящегося в датчике, и преобразователя положения. Положение поплавка преобразуется в токовый сигнал, пропорциональный уровню масла в датчике. Если система мониторинга показывает 0 мл, это означает, что датчик полностью заполнен маслом. Если система показывает 69 мл, датчик полностью заполнен газом. Если газ продолжает выделяться, он накапливается в газовом реле до тех пор, пока не генерируется предупреждение.

Датчики контроля состояния РПН осуществляет:

- контроль температуры бака РПН (температуры масла) и сравнение ее с температурой бака трансформатора (датчик описан выше);
- контроль частичных разрядов в баке РПН в интервалах между коммутациями (датчик описан выше);
- регистрацию виброграммы каждой коммутации, что позволяет оценивать наличие и длительность горения дуги в контакторе РПН (датчик описан выше);
- регистрацию мощности, потребляемой приводным электродвигателем в процессе каждой коммутации, для получения информации о механическом состоянии РПН;
- измерение активной мощности и расположен в контрольном шкафу привода двигателя на входной стороне главного контактора.

2.1.2. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ

В настоящее время практически все системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и наиболее подверженного разрушению элемента масляного трансформатора. Для этого используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции и тангенса угла диэлектрических потерь.

Далее в списке приоритетов стоит контроль состояния системы охлаждения с определением температуры верхних слоев масла, разницы температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температуры окружающей среды, состояния маслоснасосов и вентиляторов. Важным является также возможность проведения системой анализа содержания газов в масле и интеграции в АСУ ТП подстанции, что предполагает поддержку стандартных протоколов обмена данными.

Система может выполнять также дополнительные функции, такие как управление системой охлаждения, измерение коэффициента нагрузки и т.д.

Сравнительные характеристики систем мониторинга отечественного и зарубежного производства [35] приведены в табл. 2.1.

Анализ проводимых разработок позволяет сделать вывод об их близких возможностях, однако существенное различие наблюдается в применении математических моделей для оценки результатов мониторинга и интерпретации этих результатов.

Для эффективного внедрения и дальнейшего развития систем мониторинга необходимо менять идеологию их построения и требования, предъявляемые к данным системам.

Большинство производителей как российских, так и зарубежных разработали системы с учетом того, что оперативный персонал имеет квалификацию эксперта-диагноста и способен по текущей диагностической информации от системы делать какие-то заключения о состоянии эксплуатируемого оборудования для последующего принятия решения.

В действительности получается так, что на оперативный персонал ложится дополнительная нагрузка по непрерывному контролю текущих параметров контролируемого трансформатора, не представляющих для него диагностическую ценность в связи с отсутствием соответствующей квалификации.

Стоимость системы мониторинга и ее монтажа такова, что на деньги, затрачиваемые на поставку и установку одной системы мониторинга, можно выполнить комплексное обследование до 4 – 8 трансформаторов.

По этой причине системами диагностического мониторинга целесообразно оснащать трансформаторы мощностью свыше 25 МВА с загрузкой более 50%, установленные на крупных узловых подстанциях и/или питающие ответственных потребителей. Дополнительной причиной, по которой на трансформаторе монтируется стационарная система мониторинга и диагностики, может служить создание АСУ ТП подстанции.

2.1. Сравнительные характеристики систем мониторинга и диагностики отечественного и зарубежного производства

Параметр	Система мониторинга (Производитель)				
	MS3000 (AREVA)	ШУМГТ (ВЭИ, г. Москва)	ТДМ (Вибро-Центр, г. Пермь)	СКИТ (СПбГПУ, г. Санкт- Петербург)	Sterling Group (Стерлинг Групп, Украина)
Температура верхних слоев масла	+	+	+	+	+
Работа системы охлаждения	+	+	+	+	+
Тангенс дельта	+	+	+	+	+
Концентрация газов в масле	+	+	+	+	+
Содержание влаги в изоляции	+	+	+	+	+
Состояние РПН	+	+	+	+	+
Токи и напряжения ВН, СН, НН	+	+	+	+	+
Давление в вводах	+	-	-	-	-
Частичные разряды в изоляции	+	-	-	+	+
Измерение температуры обмоток	+	-	-	-	-
Коэффициент нагрузки	+	-	-	-	-
Количество и скорость изменения количества газа в газовом реле	+	-	-	-	-
Вибрация бака, РПН	+	-	-	-	-
Уровень масла в расширителе и РПН	+	-	-	-	-
Интеграция в АСУ ТП ПС	+	+	+	+	+

В этом случае стоимость установки системы мониторинга будет составлять не более 3...7% от стоимости трансформатора.

Так как система мониторинга построена по модульному принципу, то возможно использование отдельных ее компонентов для контроля только требуемых параметров. Прежде всего, речь идет о наиболее информативных приборах для контроля состояния трансформаторного оборудования – приборах газового анализа масла и оценки влагосодержания в нем (Transfix, Calisto, Hydran и т.п.). При этом с точки зрения экономической обоснованности такими устройствами целесообразно оснащать старое трансформаторное оборудование, находящееся на учащенном контроле, и оборудование, установленное в закрытых распредустройствах РУ и подверженное повышенному тепловому воздействию.

Таким образом, для максимально эффективного использования системы диагностики силовых трансформаторов 110 кВ и выше в региональных сетевых компаниях необходимо провести большую подготовительную работу – определить перечень диагностируемого оборудования, контролируемые параметры и используемые средства диагностики в зависимости от критичности состояния оборудования, подготовить квалифицированный персонал. Только после этого может быть принято решение о внедрении системы диагностического мониторинга трансформаторного оборудования с обязательным технико-экономическим обоснованием.

2.1.3. НОВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИЧЕСКОГО ВОЛОКНА В ТЕМПЕРАТУРНОМ МОНИТОРИНГЕ ОБМОТКОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Уровень современных средств позволяет расширить возможности контроля силовых трансформаторов 110 кВ и выше с помощью нового метода температурного мониторинга обмоток силового трансформатора на основе оптического волокна и специальных температурных датчиков и повысить тем самым надежность его работы. Объясняется это следующим.

Так как термические нагрузки трансформатора определяют срок его службы, то температура является важным эксплуатационным параметром, требующим постоянного контроля и анализа. Причем с точки зрения срока эксплуатации наиболее ограничивающим этот срок конструкционным материалом является изоляция обмоток. Скорость износа изоляции зависит от изменения температуры в процессе работы трансформатора, влажности, типа изоляции, а для трансформаторов с масляным охлаждением обмоток – еще и от уровня кислорода и кислотности в масле [20, 35].

Точное местоположение и температура «горячих» точек обмоток на практике обычно неизвестны. Они являются расчетными параметрами, получаемыми на основе тепловых моделей или аналитически при конструировании трансформаторов, и в значительной мере зависят от технологии и качества производства. Обычно в трансформаторах имеются индикаторы температуры масла в верхней части бака и индикаторы температуры обмотки, причем температурный датчик обмотки физически находится не в ней.

В большинстве существующих систем диагностического мониторинга трансформаторов при изменении текущих температур обмоток применяются косвенные методы. Применяемые «аварийные» реле устроены так, чтобы срабатывать и подавать сигнал в тех случаях, когда температура превышает некоторый заранее установленный предел (уставку). Это означает, что информация об изменениях температуры до момента достижения ею предельно допустимого значения, при котором срабатывает защита и которое является критическим для трансформатора, фактически отсутствует.

Согласно [17] для постоянного контроля над температурой обмоток трансформатора возможно применение оптоволоконных систем прямого измерения температуры с датчиками, встроенными непосредственно в обмотку. Оптоволоконные датчики прямого измерения температуры используют в своей работе свойство поглощения или пропускания белого света арсенид-галлиевым (GaAs) полупроводником.

При увеличении температуры пропускаемый спектр полупроводника сдвигается в сторону волн большей длины. Этот скачок называется «сдвигом поглощения», а соотношение между длинами волны, на которой происходит сдвиг поглощения, – предсказуемой температурой (рис. 2.2).

Исходя из этого, можно узнавать температуру полупроводника, имея информацию о его сдвиге поглощения в настоящий момент. Важно отметить, что данное явление не зависит от яркости света, а только от длины волны.

Датчик температуры (рис. 2.3) имеет структуру полупроводника GaAs и прикреплен к хорошо отполированному оптоволокну. На конце полупроводника размещается отражающая диэлектрическая пленка, не проводящая электрический ток. Оптоволокну по всей длине покрыто тефлоновой оболочкой, эффективно защищающей его от агрессивной химической среды.

Вся конечная конструкция (полупроводник и конец волокна) заключена в высокотемпературный состав с целью защиты сенсора (полупроводника) от химических и механических воздействий. Данный состав является единственной преградой для прямого контакта.

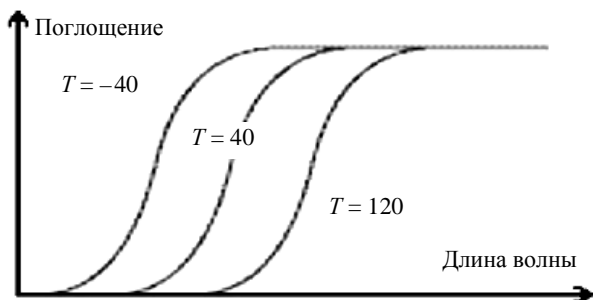


Рис. 2.2. Сдвиг длины волны в зависимости от температуры

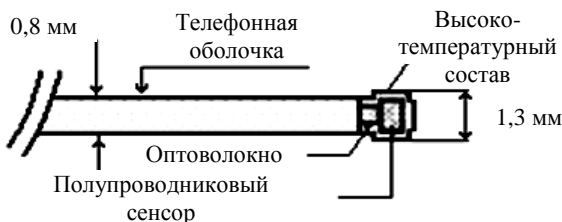


Рис. 2.3. Конструкция датчика

Блок-схема, поясняющая принцип преобразования сигнала температуры, показана на рис. 2.4.

Источник белого света 1, размещенный внутри преобразователя сигнала, направляет свет в один из концов оптоволоконного соединительного блока 2. Свет идет по оптоволокну датчика к полупроводнику 3, где волны определенной длины поглощаются. Непоглощенный свет отражается зеркалом-диэлектриком 4 и возвращается по волокну к соединительному блоку, где направляется на спектрометр 5.

Положение сдвига поглощения определяется по специальному алгоритму анализа сигнала, а затем по нему высчитывается температура.

Вычисление сдвига поглощения не связано с яркостью света – значение имеет только цвет (длина волны), поэтому различные факторы, влияющие на работу оптических волокон (длина волокна, количество и качество соединений, диаметр и состав волокна, изгибы), не являются серьезной помехой.

В настоящий момент в качестве температурных датчиков используют как датчики на основе арсенид-галлиевых полупроводников ТРТ, так и резистивные температурные датчики RTD (где используется провод для передачи электрического сигнала). Их технические характеристики представлены в табл. 2.2.

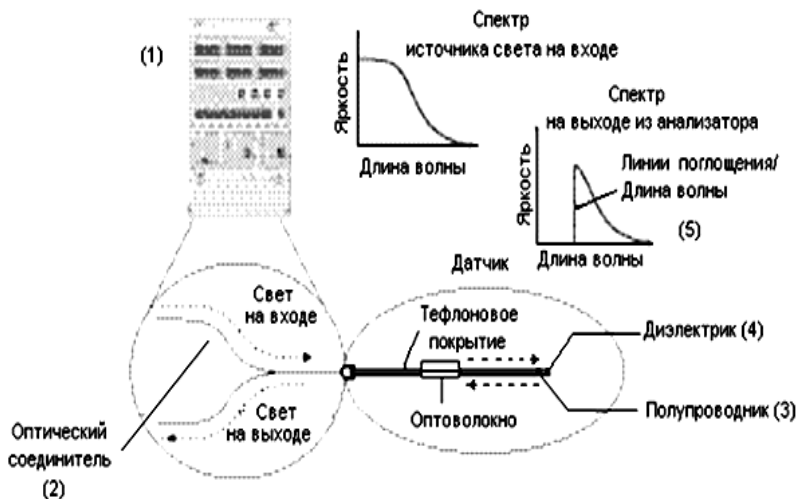


Рис. 2.4. Блок-схема по преобразованию сигнала температуры

2.2. Характеристики температурных датчиков

Параметр	Датчик	
	ТРТ	RTD
Чувствительный элемент	Арсенид-галлиевый полупроводник	Медь, никель или платина
Диапазон измерений температуры	- 40 до + 250 °С	- 50 до + 200 °С
Погрешность, °С	± 2,0	± 0,1...± 1,0
Время запаздывания измерения, мс	250	-
Интерфейсы	Аналоговый 4...20 мА (0...10В), RS-232, RS-485, модем	Аналоговый 4...20 мА (0...10 В)

Из представленных в таблице данных видно, что у RTD-датчика более высокая точность измерения, однако отсутствие интерфейса для дистанционной передачи данных не позволяет использовать его в системах удаленного on-line контроля.

Расчеты по тепловой модели трансформатора дают обычно более низкую температуру «горячих» точек, чем получается при прямом из-

мерении. Вследствие этого при его работе в условиях перегрузок скорость износа изоляции оказывается существенно больше расчетной, создавая высокий риск образования пузырей масла. Кроме того, модель не учитывает изменение сопротивления в обмотке в зависимости от температуры.

Таким образом:

- применение системы прямого контроля температуры наиболее целесообразно для мощных трансформаторов узловых подстанций, питающих ответственных потребителей;

- прямые замеры температуры с помощью оптоволоконных датчиков дают более достоверную картину распределения температур в трансформаторе в эксплуатационных режимах и при ее измерениях непосредственно в обмотке имеют определенные преимущества. Все проблемы, связанные с перегрузками и сокращением срока эксплуатации трансформатора, будут решаться на основе реальных измерений;

- преимуществом волоконно-оптических датчиков температуры является то, что они не требуют калибровок в течение всего срока службы трансформатора, а возможность установки нескольких датчиков на одном оптоволокне позволяет еще более повысить эффективность контроля, плотность измерений и снизить затраты на монтаж;

- трансформация оптического сигнала в электронный сигнал является дорогостоящей процедурой (стоимость системы – до 10% от стоимости трансформатора). По этой причине постоянный мониторинг температуры проводится в строго определенных точках обмотки силового трансформатора.

2.1.4. ОПТИЧЕСКИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Процесс измерения электрических величин, а также показателей качества электрической энергии является одним из наиболее сложных и ресурсоемких. Ключевыми, наиболее ответственными и, как следствие, наиболее технически сложными и дорогостоящими элементами измерительного канала для данных видов высоковольтных измерений являются масштабные преобразователи (трансформаторы) тока (ТТ) и напряжения (ТН) – электромагнитные измерительные трансформаторы (ЭИТ).

Несмотря на то что ЭИТ давно используются в энергетике и терпели множество конструктивных изменений, они не избавились от ряда недостатков (к таким недостаткам можно отнести явления феррорезонанса, гистерезиса, насыщения, остаточного намагничивания), приводящих к тому, что данные устройства могут стать источниками пожаров и взрывов на энергообъектах. В процессе эксплуатации трансформаторов необходимо также строго соблюдать требования

регламентов по обеспечению постоянного контроля состояния изоляции (масла) согласно [22, 28] и по рекомендации [20, 35].

Недостатки традиционных ЭИТ обусловили необходимость разработки преобразователей, которые были бы основаны на иных принципах работы. Наиболее интересным и перспективным подходом является использование ряда электро- и магнитооптических эффектов (Фарадея и Поггеля) для измерения токов и напряжений больших номинальных значений.

Применение данных эффектов при разработке оптических преобразователей тока и напряжения объясняется тем, что наиболее сложные вопросы обеспечения изоляции решаются автоматически за счет физической природы преобразования, так как оптоволокну изначально является диэлектриком.

Согласно [17] технология измерения тока основана на эффекте Фарадея (рис. 2.5), который заключается во вращении плоскости поляризации светового сигнала, распространяющегося в веществе, под воздействием магнитного поля. Плоскость поляризации образована векторами напряженности электрического (E) и магнитного поля (H), перпендикулярными направлению распространения световой волны.

Концы векторов напряженности описывают окружность в этой плоскости – в этом случае поляризация называется круговой. Круговая поляризация может быть левой или правой в зависимости от направления вращения векторов. Если происходит не вращение, а колебание векторов относительно оси распространения световой волны, говорят о линейно поляризованном свете.

Технология измерения напряжения основана на эффекте Поггеля (рис. 2.6). Электрическое поле, создаваемое током через проводник, влияет на круговую поляризацию светового сигнала. Когда световой сигнал проходит через кристалл, электрическое поле изменяет его круговую поляризацию на эллиптическую.

Для проявления данного эффекта необходимо наличие высокого электрического напряжения (десятки и сотни киловольт). Величина показателя преломления света в кристаллах, оказывается, прямо пропорциональна напряженности электрического поля.

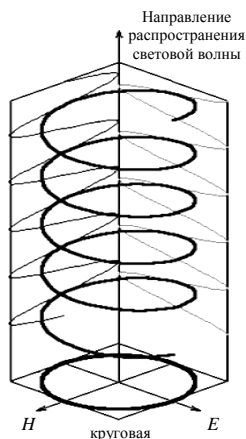


Рис. 2.5. Принцип измерения тока в оптическом преобразователе тока на основе круговой поляризации (эффект Фарадея)

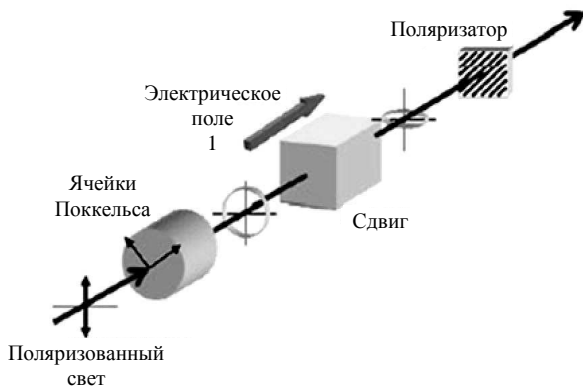


Рис. 2.6. Принцип измерения напряжения в оптическом преобразователе напряжения на основе эллиптической поляризации (эффект Поккельса)

Конструкция оптического высоковольтного измерительного трансформатора тока.

Оптический высоковольтный ТТ (рис. 2.7), состоит из оптической колонны и комплекта электроники [17].

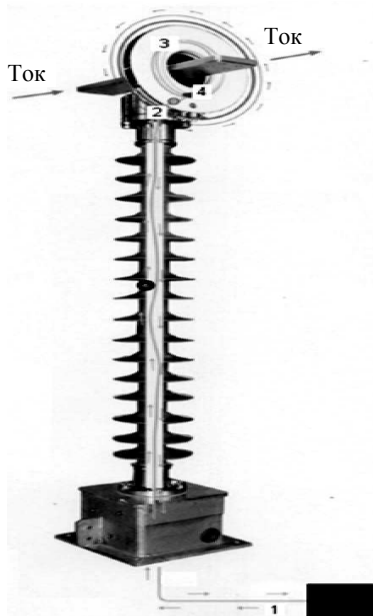


Рис. 2.7. Конструкция оптического высоковольтного измерительного трансформатора тока

Оптическая колонна включает в себя сенсор, представляющий собой определенное количество витков оптического волокна, расположенных перпендикулярно шине, по которой протекает первичный ток. Физического контакта сенсора с шиной не требуется. Далее волокна от сенсора, проходя через полимерный изолятор, выводятся на оптический кросс, расположенный в нижней части колонны. Никаких других измерительных элементов, кроме оптического волокна, в колонне не присутствует.

Электронно-оптический блок 1 преобразует сигнал от светоизлучающего диода в два линейно поляризованных сигнала, посылаемых через сохраняющую поляризацию оптическое волокно к токовому датчику.

На вершине колонны находится круговой поляризатор 2, преобразующий два линейнополяризованных сигнала в сигналы с левой и правой поляризацией.

Далее световые сигналы проходят вокруг проводника по сенсору 3 несколько раз. Магнитное поле, создаваемое током, протекающим в проводнике, влияет на поляризацию оптического сигнала во время его пути вокруг проводника, замедляя один сигнал и ускоряя другой.

Как только поляризованные сигналы завершают свой путь вокруг проводника, они отражаются в зеркале 4 и идут обратно по волокну сенсора 3, причем поляризация теперь направлена в противоположную сторону. На обратном пути эффект ускорения (замедления) сигнала удваивается. Оба сигнала доходят до кругового поляризатора 2, который снова преобразует их в линейно поляризованные световые потоки. При отсутствии проходящего через проводник тока световые сигналы движутся с одинаковыми фазами. Когда же ток проходит через проводник, происходит сдвиг фаз.

Точное измерение тока обеспечивается вследствие того, что оба сигнала проходят одинаковый путь, вибрация и температура воздействуют на них в равной степени и их влияние взаимно компенсируется.

Оптический ТТ может быть удален от комплекта электроники на 450...900 м. На таком расстоянии гарантируется отсутствие помех, поскольку подключение производится при помощи оптического кабеля. Схема подключения ТТ к терминалам защиты или приборам учета (контроля качества) электроэнергетики показана на рис. 2.8.

У комплекта электроники предусмотрен цифровой выход в соответствии со стандартом IEC-61850.

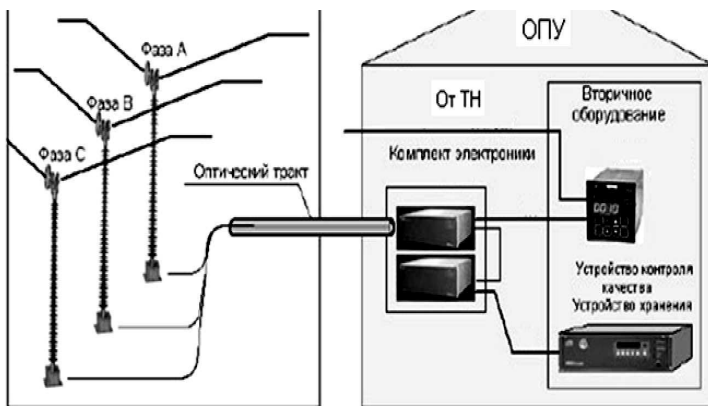


Рис. 2.8. Схема подключения трансформатора тока к терминалам защиты или приборам учета

Конструкция оптического высоковольтного измерительного трансформатора напряжения. Конструкция оптического измерительного ТН аналогична конструкции трансформатора тока с той лишь разницей, что в преобразователе напряжения внутрь колонны добавляются оптические ячейки, измеряющие напряженность поля (рис. 2.9) [17].

Волокна от оптических ячеек также выводятся на кросс. Вся обработка сигналов проводится в блоках электроники, которые соединяются с колоннами оптическим кабелем значительной протяженности.

Электронно-оптический блок 2 посылает сигнал от светоизлучающего диода по оптоволокну к измерительному трансформатору. Световой сигнал поднимается по колонне 3 и проходит через электрооптические кристаллы (ячейки Погкельса) 4, расположенные в трех специально определенных точках внутри высоковольтной изоляционной колонны.

При измерении «эллиптичности» (отношение выходных значений относительно каждой оси) достигаются точные показатели изменений электрического поля (величины напряжения) за счет суммирования данных от нескольких оптических датчиков – кристаллов.



Рис. 2.9. Конструкция оптического высоковольтного измерительного трансформатора напряжения

Важно и то, что результаты измерений не подвержены внешним воздействиям, например таким, как наличие других высоковольтных конструкций, вибрации, повышенной (пониженной) температуры, загрязнений и т.п.

Устройства осуществляют цифровую обработку информации в соответствии со стандартом IEC-61850. Поскольку подключение блока электроники производится при помощи оптического кабеля, влияние внешних электромагнитных полей сведено к минимуму.

Даже при использовании электромагнитных ТТ и ТН применение оптоволоконных кабелей связи позволяет снизить влияние внешних электромагнитных полей и, тем самым, улучшить условия работы микропроцессорных защит. Возникает лишь необходимость в устройствах аналого-цифровых (АЦП) и цифроаналоговых (ЦАП) преобразователей.

Однако в настоящее время применение оптических измерительных ТТ и ТН ограничено по ряду причин:

- дороговизна проектов ввиду высокой стоимости преобразующих устройств и сетевого оборудования. Организация цепей тока и напряжения в цифровом виде будет примерно в 1,5 раза дороже, чем традиционный вариант;

- отсутствие у терминалов защит и приборов учета, выпускаемых отечественными и многими зарубежными производителями, соответствующих входов для подключения оптических ТТ и ТН.

Тем не менее, при полном переходе на новый стандарт связи для подстанций IEC-61850 использование этого высокотехнологичного оборудования при реализации масштабных проектов нового строительства и реконструкции действующих объектов открывает новые возможности по внедрению на энергетическом рынке ряда принципиально новых типов микропроцессорных защит, систем учета и контроля параметров электроэнергии.

Таким образом, оптические измерительные трансформаторы тока и напряжения обладают рядом отличительных особенностей и преимуществ:

- широкий динамический диапазон и высокая линейность. Широкий динамический диапазон позволяет использовать один оптический преобразователь для точного измерения целого ряда номинальных первичных токов и напряжений. Коэффициент преобразования может изменяться пользователем путем соответствующей настройки электронного блока;

- широкая полоса пропускания, точное воспроизведение формы тока. Оптические трансформаторы тока и напряжения имеют полосу пропускания до 6 кГц, что позволяет анализировать спектр до сотой

гармоники. Это особенно важно для систем измерения качества электрической энергии. Широкая полоса позволяет точно воспроизводить сигналы сложной формы, например, в режиме короткого замыкания;

- безопасность, так как преобразователи не содержат горючих или экологически опасных веществ, требующих постоянного контроля, а сама конструкция предполагает использование материалов, которые являются диэлектриками;

- простота и удобство установки, так как преобразователи обладают малым весом и габаритами (50 кг для 220 кВ) и их можно подстраивать к существующему оборудованию без закладки новых фундаментов или устанавливать горизонтально на порталах;

- отсутствие обмоток и магнитопровода и влияния вторичных цепей и наличие цифровых интерфейсов;

- возможность применения перечисленных выше оптических эффектов для измерения тока и напряжения в кабельных линиях ПС 35 и 110 кВ.

2.1.5. СВЕТОДИОДНОЕ ОСВЕЩЕНИЕ НА ПОДСТАНЦИЯХ 35 И 110 КВ

Светодиодное освещение становится все более популярным в связи с ростом тарифов и ограничениями в потреблении необходимой электроэнергии. Светодиодное освещение имеет свои преимущества и недостатки. К преимуществам светодиодного освещения можно отнести длительный срок службы и низкое потребление электроэнергии светодиодными светильниками.

Светодиодное освещение помещений может быть реализовано с применением встраиваемых, накладных или подвесных светодиодных светильников. При этом освещение может быть локальным и выполнять декоративную функцию, либо светодиодные светильники могут использоваться для общего освещения помещений.

Уличное светодиодное освещение позволяет значительно снизить расходы не только на электроэнергию, но и сократить число обслуживаний светильников и замен ламп. Светодиодные светильники для уличного освещения могут располагаться на опорах освещения высотой от 6 до 12 метров. Кроме различной мощности и количества используемых в светильниках светодиодов существует несколько вариантов оптики, позволяющей создать более широкий или узкий угол рассеивания светового потока.

Светодиодное освещение может быть реализовано не только с применением светодиодных светильников. Новое в светодиодном освещении – светодиодные лампы, способные заменить обычные лампы

накаливания, и энергосберегающие лампы. Светодиодные лампы легко устанавливаются в светильники и по своим характеристикам ничуть не уступают обычным лампам накаливания.

Стремительное развитие технологии и разумное стремление к энергосбережению дают основания полагать, что светодиодное освещение будет и дальше столь же стремительно завоевывать позиции основного вида современной светотехники. Светодиодное освещение вчера было перспективой будущего. Сегодня светодиодное освещение становится реальностью настоящего.

Светодиодное освещение выгодно применять там, где дорого обходится частое обслуживание, где необходимо жестко экономить электроэнергию и где высоки требования по электробезопасности.

Например, светодиодные светильники могут устанавливаться в подземных переходах, подъездах, на лифтовых площадках, т.е. там, где не нужна большая освещенность, но требуется минимум обслуживания и энергозатрат, а также важна высокая вандалоустойчивость.

По данным [18], на бытовое и уличное освещение затрачивается примерно 20% вырабатываемой в мире электроэнергии, а на освещение производственных помещений расходуется около 10...15% потребляемой ими электроэнергии. Поэтому проблема энергосбережения в осветительных электрических системах (ОЭС) на производстве приобрела исключительное значение.

В настоящее время работы по повышению эффективности ОЭС ведутся в основном двумя путями:

1. Разработка новых энергосберегающих норм освещения.
2. Научно-техническое направление, включающее создание новых экономичных электрических источников света (ЭИС), и в частности, светодиодов.

Для электросетевого комплекса ЭИС на основе светодиодных светильников [17] могут эффективно применяться при подстанционном строительстве для снижения потребления на хозяйственные и собственные нужды – освещение зданий аккумуляторных батарей АК, оперативных пунктов управления (ОПУ), блочно-модульных зданий с ячейками комплектных распределительных устройств (КРУ), территории открытых распределительных устройств (ОРУ) подстанций.

Внедрение на ПС светодиодного освещения упрощается за счет наличия на многих из них оперативного постоянного тока, что позволяет использовать его в качестве источника для питания светодиодного освещения.

Ниже в табл. 2.3 приведен пример расчетов экономического эффекта от внедрения светодиодного освещения для ОРУ ПС-35 (110) кВ в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго».

2.3. Расчет экономического эффекта от внедрения

Исходные данные для расчетов

Количество светильников, шт.	3
Стоимость электроэнергии, кВт·ч	2
Контрольный срок эксплуатации (N), лет	30

№	Наименование	250-ваттный светильник с лампой ДРЛ	Светодиодный светильник типа СКУ-12-220 с 64 светодиодами (с блоком питания потребляет 75 Вт). Аналог
---	--------------	--	---

Расходы на электроэнергию

1.	Электрическая мощность светильника, Вт	250	75
2.	Число часов работы светильника в день	10	10
3.	Количество часов работы светильника в год	3650	3650
4.	Потребление одного светильник в год, Вт·ч	912 500	273 750
5.	Потребление всех светильник в год, Вт·ч	2 737 500	821 250
6.	Потребление всех светильников за N лет, Вт·ч	82 125 000	24 637 500
7.	Потребление всех светильников за N лет, кВт·ч	82 125	24 637,5
8.	Расход электроэнергии светильниками за N лет, р.	164 250	49 275

Расходы на покупку ламп

1.	Цена новой лампы, р.	300	8000
2.	Заявленный срок службы лампы, ч	12 000	100 000

№	Наименование	250-ваттный светильник с лампой ДРЛ	Светодиодный светильник типа СКУ-12-220 с 64 светодиодами (с блоком питания потребляет 75 Вт). Аналог
---	--------------	--	---

Расходы на покупку ламп

3.	Срок службы лампы при требуемом количестве часов работы в день, лет	3	27
4.	Число ламп, требующих замены за N лет для одного светильника, шт.	10	1
5.	Число ламп, требующих замены за N лет для всех светильников, шт.	30	3
6.	Затраты по замене всех ламп за N лет, р.	9000	24 000

Расходы на замену старых ламп

1.	Стоимость работ по замене лампы, включая утилизацию, р.	500	500
2.	Стоимость работ по замене всех ламп за N лет, р.	15 000	1500

Стоимость светильников с лампами

1.	Одного	2000	12 000
2.	Всех	6000	36 000

Статьи расходов

1.	Расход электроэнергии светильниками за N лет, р.	164 250	49 275
2.	Расход на покупку ламп, р.	9000	24 000

№	Наименование	250-ваттный светильник с лампой ДРЛ	Светодиодный светильник типа СКУ-12-220 с 64 светодиодами (с блоком питания потребляет 75 Вт). Аналог
Статьи расходов			
3.	Расход на замену старых ламп, р.	15 000	1500
4.	Стоимость всех светильников, р.	6000	36 000
	Итого	164 250	110 775
	Экономия денежных средств за N лет, р.		53 475
	Высвобождение электрических мощностей за N лет, кВт·ч		57 488
	Количество подстанций 35 и 110 кВ в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго», шт.		206
	Экономия денежных средств за N лет в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго», р., всего		11 015 850
	Высвобождение электрических мощностей за N лет в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго», кВт·ч, всего		11 842 528

Как видно из расчетов, основной недостаток светодиодов – высокая стоимость ламп и самих светильников, однако с развитием данной технологии цена будет снижаться. На данный момент цена одного люмена, излученного светодиодом, в десятки раз выше, чем галогенной лампой. По мнению специалистов, в ближайшие 2–3 года этот показатель будет снижен в 10 раз. Еще одним недостатком светодиода является его старение, которое выражается не только в снижении его яркости, но и в изменении цвета. В настоящее время нет международных или национальных стандартов, которые позволили бы выразить количественно изменение цвета светодиодов в процессе старения и сравнить с другими источниками. Считается, что когда яркость снижается на 30% или максимум наполовину, светодиод надо менять.

Согласно [17] динамика рынка светодиодов (в том числе осветительных) представлена на рис. 2.10.

Объем рынка светодиодов (в том числе осветительных) за период с 2006 до 2009 гг. с перспективой до 2012 г. показывает его пусть пока что и незначительный, но стабильный рост. По оценке экспертов, чтобы занять долю от 10 до 90% от всего рынка освещения светодиодам потребуется от 6 до 8 лет.

Считается, что светодиоды исключительно долговечны. Но это не совсем так. Чем больший ток пропускается через светодиод в процессе его службы, тем выше его температура и тем быстрее наступает старение. Поэтому срок службы у мощных светодиодов короче, чем у маломощных сигнальных, и составляет в настоящее время 20...50 тысяч часов.

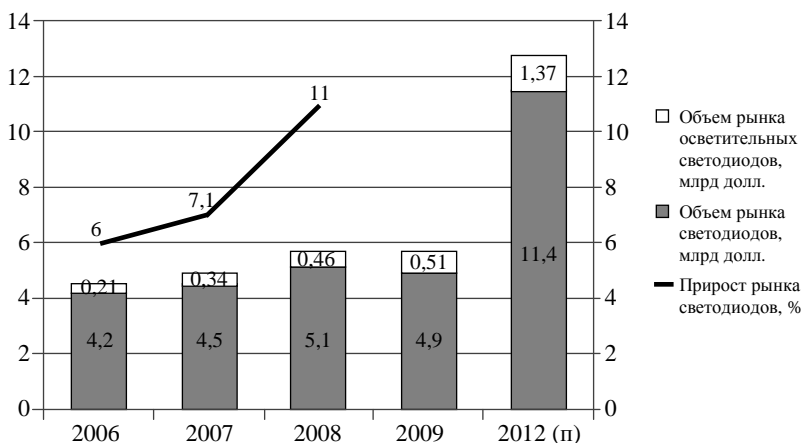


Рис. 2.10. Объем рынка светодиодов, в том числе осветительных

Таким образом, все вышеперечисленные особенности не позволяют пока что светодиодам полностью заменить традиционные источники света. Однако эффективность применения светодиодов общего применения для освещения и, в частности, освещения ОРУ и помещений подстанций 35 и 110 кВ региональных сетевых компаний постоянно растет, поскольку их стоимость непрерывно снижается, а новые технологические усовершенствования приводят к постоянному увеличению их яркости.

2.2. ТЕХНОЛОГИЯ СЕТИ «SMART POWER GRID» (УМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ)

Бурное внедрение в технику автоматизированного управления микропроцессоров и цифровых ЭВМ последнего поколения позволило разработать технологию SMART – Self – Monitoring, Analysis and Reporting Technology (от англ. технология самодиагностики, анализа и отчета), позволяющую создавать системы управления и контроля всего технологического цикла: сбора, обработки, передачи информации, а также управления подстанциями в режиме реального времени.

Согласно [36] SMART-система на основе промышленных логических контроллеров производит наблюдение за основными характеристиками оборудования, которые можно разбить на две группы:

- параметры, отражающие процесс естественного старения оборудования;
- текущие параметры оборудования.

Следует отметить, что оборудование само не может сообщить о своем состоянии посредством технологии SMART, для этого существуют специальные программы. Следовательно, использование технологии SMART немислимо без двух составляющих:

- внутреннего программного обеспечения, встроенного в контроллер оборудования;
- внешнего программного обеспечения, встроенного в систему управления.

Программы, отображающие состояние SMART-устройств, представляют собой набор мини-подпрограмм, которые и определяют поддерживаемые оборудованием функции самодиагностики. Наиболее распространенные среди них:

- набор атрибутов, отражающих состояние отдельных параметров оборудования;
- внутренние тесты оборудования;
- журналы SMART (ошибок, общего состояния, дефектных элементов оборудования и т.п.).

Как в России, так и за рубежом, большая часть производства электроэнергии осуществляется на крупных электростанциях (ТЭС, АЭС, ГЭС), связанных с магистральными системами электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, которые, в свою очередь, поставляют электроэнергию в распределительные сети среднего и низкого напряжения.

Производством, передачей и распределением электроэнергии по сетям обычно управляют национальные и региональные операторы. Тем не менее, все более широкое применение при производстве электроэнергии, особенно за рубежом, получают источники малой генерации, которые встраиваются в первоначально рассчитанную под крупные централизованные электростанции сеть, что приводит к изменению не только требований к управлению передачей электроэнергии, но и структуре самих распределительных сетей.

Свободный рынок электроэнергии и возможность использования малой генерации не только для собственных нужд крупных промышленных потребителей, но и для продажи излишек вырабатываемой электроэнергии через сети распределительных компаний требуют готовности сетевого комплекса к приему и перераспределению дополнительных потоков мощности не только в сети 110 кВ, но и в сети 10...20...35 кВ.

Однако все более жесткие требования к надежности и качеству энергоснабжения потребителей на фоне стремительного развития технологий генерации (в том числе и с использованием нетрадиционных источников) сталкиваются с растущим износом основного технологического оборудования распределительных сетей, что ограничивает возможности подключения новых потребителей и эффективность контроля распределения электрической энергии.

Поэтому построение распределительной сети SMART POWER GRID (далее сеть SMART) [36] невозможно представить без технологий автоматизированного управления работой сети и дистанционного мониторинга состояния энергетического оборудования, которые позволяют эффективно и безопасно применять в распределительных сетях альтернативные источники энергии, в том числе солнечную энергию, энергию ветра и другие решения, и по мере необходимости поставлять эту энергию потребителю.

Наиболее эффективным методом автоматизации на данный момент является применение SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition – с англ. диспетчерское управление и сбор данных)-систем [36]. Термин «SCADA-система» используется для обозначения программно-аппаратного комплекса сбора данных (телемеханического комплекса).

Системы такого класса предоставляют возможность осуществлять мониторинг и диспетчерский контроль множества удаленных объектов

(от 1 до 10 000 пунктов контроля, иногда на расстоянии в тысячи километров друг от друга) или одного территориально распределенного объекта.

Основная задача SCADA – это сбор информации о множестве удаленных объектов, поступающей с пунктов контроля, и отображение этой информации в едином диспетчерском центре. Кроме этого, SCADA должна обеспечивать долгосрочное архивирование полученных данных. При этом диспетчер зачастую имеет возможность не только пассивно наблюдать за объектом, но и им управлять, реагируя на различные ситуации.

Работа SCADA – это непрерывный процесс сбора информации в режиме реального времени с удаленных точек (объектов) для обработки, анализа и возможного управления.

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента (рис. 2.11).

1. Удаленный терминал, подключающийся непосредственно к контролируемому объекту и осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр функций терминала широк: от примитивных датчиков, осуществляющих сбор информации с объекта, до специализированных многопроцессорных вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Конкретная его реализация определяется спецификой применения. Использование устройств низкоуровневой обработки информации позволяет снизить требования к пропускной способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.

2. Диспетчерский пункт управления (главный терминал или SCADA-сервер) осуществляет обработку данных и управление высокого уровня. Одна из основных функций – обеспечение человеко-машинного интерфейса (между человеком-оператором и системой). В зависимости от конкретной системы может быть реализован в самом разнообразном виде: от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов.

3. Коммуникационная система (каналы связи) между удаленными и главным терминалом. Она необходима для передачи данных с удаленных точек на центральный интерфейс диспетчера и передачи сигналов управления обратно. В качестве коммуникационной системы можно использовать следующие каналы передачи данных: частные радиосети; аналоговые телефонные линии; цифровые сети, сотовые сети GSM. С целью дублирования линий связи устройства могут подключаться к нескольким сетям, например к выделенной линии и резервному радиоканалу.

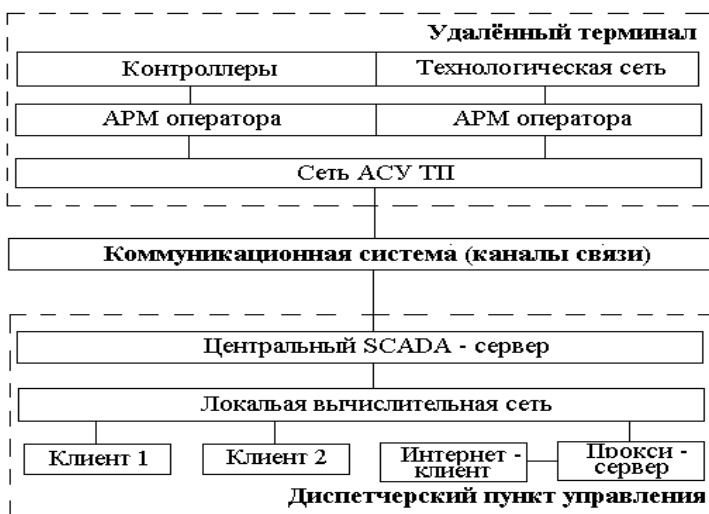


Рис. 2.11. Структура SCADA-системы

При построении систем управления на базе SCADA обязательным условием является готовность оборудования к интеграции в подобную систему, нижний уровень которой – это сеть программируемых микропроцессорных контроллеров, размещенных непосредственно около силового и измерительного оборудования и ведущих процесс сбора и предварительной обработки первичной информации и выполняющих задачи местного управления оборудованием.

Применение SCADA-систем как элемента АСУ ТП подстанций в сетях 35...110 кВ позволяет перейти к автоматизации технологических процессов по преобразованию и распределению электроэнергии на энергетических объектах, в том числе дает возможность более эффективного управления распределением электрической энергии при подключении к распределительным сетям возобновляемых источников энергии.

Следует отметить, что применительно к устройствам вторичной коммутации на подстанциях 35...110 кВ построение сетей SMART должно идти по направлению внедрения стандарта МЭК-61850 и оптических измерительных трансформаторов. Создание интегрированного решения АСУ ТП с микропроцессорной защитной автоматикой на базе МЭК-61850 обеспечивает совместное использование интеллектуальных электронных устройств разных производителей или возможность замены устройства, поставляемого одним изготовителем, на устройство, поставляемое другим изготовителем, без внесения изменений в другие элементы системы.

Основными достоинствами систем, построенных на базе протокола МЭК-61850, являются:

- применение резервируемой архитектуры коммуникаций для передачи данных;
- высокоскоростной обмен данными между устройствами в обход коммуникационных контроллеров (GOOSE-сообщения) на скоростях 100 Мб/с и выше. Гарантированное время доставки не более 8 мс;
- повышение надежности за счет функций встроенной диагностики терминалов и каналов связи;
- свободный обмен информацией между терминалами различных производителей;
- позволяет подключать неограниченное количество устройств, используя одну систему коммуникаций (количество будет ограничиваться только пропускной способностью).

Данное решение повышает надежность и точность системы, позволяет снизить затраты на проектирование и последующую модернизацию или замену оборудования, упрощает и ускоряет процесс внедрения.

Первыми шагами к комплексному решению внедрения в части автоматизации распределительных сетей 10...20 кВ являются:

- создание укрупненной распределительной сети 10...20 кВ с приближением трансформаторных пунктов к потребителям для расширения возможности подключения новых потребителей, малой генерации, снижения потерь и, в дальнейшем, упрощения регулирования перетоков мощности и управления оперативной схемой в зависимости от величины и характера нагрузки;
- автоматизация секционирующих пунктов с использованием реклоузеров, автоматизация ответвлений от магистральной сети 10...20 кВ с использованием реклоузеров и выключателей нагрузки;
- применение устройств автоматического определения мест и характера повреждения линии;
- применение плавнорегулируемых дугогасящих реакторов и других устройств с автоматическим регулированием (бустеры);
- применение устройств контроля качества электроэнергии.

При применении секционирующих аппаратов и аппаратов, коммутирующих ответвления от магистральной ВЛ, должны применяться системы, не допускающие включение линейных аппаратов на короткие замыкания. Все вновь устанавливаемые коммутационные аппараты должны иметь возможность согласования их работы между собой и передачи данных в одном формате.

Топология построения сети должна отвечать поставленным техническим требованиям и быть экономически целесообразной. В при-

менении к существующим распределительным сетям нет такого понятия как «самозаживающая» сеть. Если есть отказ питающей линии электропередачи 0,4...20 кВ, построенной на радиальной основе (по большей части), неизбежен перерыв в электроснабжении. В случае использования связанной топологии сетей (кольцевые схемы) отказ одной части сети не приведет к потере поставки электроэнергии потребителям.

Первичным направлением является реконструкция схемы распределительной сети с перспективой оснащения ее устройствами мониторинга и передачи информации. Элементная база, на которой идет построение схем защит, должна развиваться в направлении совершенствования систем дальнего резервирования.

Используя эту информацию в реальном времени от встроенных датчиков и автоматизированных средств управления, сеть SMART может автоматически определить место и характер повреждения, что тем самым позволит избежать длительных перебоев электроснабжения и смягчить последствия от отключения электроэнергии.

У распределительной сети SMART предполагается система управления, которая будет анализировать ее работу, используя диспетчерские центры (например, центры управления сетями региональных сетевых компаний ЦУС РСК) [12], которые возьмут на себя управление изменяющейся ситуации, такой, например, как отказы оборудования или отключения линий. Такая система могла бы использоваться, чтобы управлять коммутационными аппаратами, что привело бы к изменению затрат на развитие сетей и повышение их надежности.

Примером реализации сети SMART для линий электропередачи напряжением 10...20 кВ может служить устройство IntelliRupter PulseCloser. Применение данного аппарата значительно уменьшает повреждающий эффект от включения линии на существующее короткое замыкание [36].

Для сетей 0,4 кВ на данный момент времени разработаны и активно внедряются интеллектуальные выключатели с набором дополнительных возможностей. Такие выключатели, аккумулируя данные, представляют комплекс параметров и средств, позволяющих осуществлять контроль над всей системой электроснабжения. Например, показатели суточных колебаний потребления электроэнергии и распределения нагрузок по источникам позволяют выявить те участки системы, на которых наблюдаются наибольшие потери электроэнергии.

Столь же важная функция таких выключателей – постоянная диагностика работоспособности сети и предотвращение аварийных ситуаций. Данные, предоставляемые пользователю, (протоколы событий) позволяют отслеживать повреждения линий. Тем самым повышается «прозрачность» работы, сокращается время реакции на изменения со-

стояния, такие как перегрузка, несимметричность фаз, повышенное напряжение. Быстрое вмешательство в процесс может, например, предотвратить аварию на линии или инициировать ее профилактическое обслуживание. В этом случае эффективность работы и сроки службы всех компонентов сети значительно увеличиваются.

Вместе с тем следует отметить, что в настоящее время не существует официальной документации или единого стандарта на технологию сети SMART. В связи с этим, производители не публикуют полные характеристики и поддерживаемые функции сети SMART в своем оборудовании. Отсутствие стандартов означает, что специалисты, выбирая оборудование для создания сети SMART, должны определить, какие элементы будут работать совместно, а какие потребуют дополнительных усилий для интеграции.

Таким образом, для России технологию сети SMART необходимо рассматривать, прежде всего, как направление развития распределительных сетей для снижения потерь в них и повышения наблюдаемости и автоматизации. Только после этого можно будет говорить об эффективном внедрении распределенных источников малой генерации.

2.3. ТЕПЛОВИЗИОННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ СЕТЕЙ И ПОДСТАНЦИЙ НА РАБОЧЕМ НАПРЯЖЕНИИ

Согласно Положению о технической политике в распределительном электросетевом комплексе [31], в период до 2015 г. в сетях РСК по диагностике основного оборудования подстанций необходимо осуществлять:

- диагностику оборудования в «полевых условиях» передвижными диагностическими лабораториями и переносными приборами с целью получения достаточного материала для анализа состояния оборудования;

- внедрение и развитие систем мониторинга технического состояния основного оборудования с передачей данных в формате «on line» на наиболее ответственных объектах электрических сетей (узловые подстанции и т.п.).

Задачей развития средств и методов диагностики, согласно [31], является возможность проведения общего обследования оборудования собственными силами предприятий сетевых организаций, результаты которых создают целостную картину динамики изменения основных параметров оборудования, определяющих его техническое состояние и являющихся предпосылкой и обоснованием для комплексного обследования оборудования с целью определения необходимости вывода его в ремонт или замены.

Кроме разработки методов диагностики необходима система анализа полученных в ходе измерений данных с целью определения остаточного срока службы оборудования. Создание базы данных средств диагностики и неразрушающего контроля, перечня диагностируемого оборудования и нормативной базы на ремонт оборудования с внедрением АСУ позволит перейти к обслуживанию оборудования по фактическому состоянию.

Помимо автоматизированного управления процессом передачи и распределения электроэнергии важной задачей является диагностический мониторинг состояния основного силового и вторичного оборудования. Цель диагностики основных производственных фондов – максимально использовать фактический ресурс и предотвратить аварийный отказ оборудования на основе определения состояния электрооборудования, например с помощью тепловизионных систем.

В настоящее время тепловизионные системы завоевали прочное положение в инспекционном контроле электрооборудования без отключения напряжения (под рабочим напряжением), и полезность их применения при контроле технического состояния не вызывает сомнений. Все шире начинают использоваться методы и аппаратура для контроля частичных разрядов на силовых и измерительных трансформаторах, электродвигателях и генераторах. Оптические методы и аппаратура занимают особое место при контроле электроразрядных и тепловых процессов, благодаря дистанционности и оперативности процесса измерения, а также высокой информативной способности.

Относительно высокий уровень повреждаемости опорных изоляторов, обрывы элементарных проводников линий электропередач снижают надежность подачи электроэнергии потребителям и вызывают необходимость разработки новых измерительных приборов, создания и совершенствования методик по раннему обнаружению дефектов различного электрооборудования.

Поэтому основной задачей оперативной диагностики действующих элементов сетей и подстанций является выявление на ранней стадии аппаратов, имеющих тепловые аномалии, их своевременная профилактика или замена.

Филиалом ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» накоплен достаточный опыт по практической диагностике электрооборудования 110 кВ и ниже с применением тепловизионной аппаратуры [14, 20]. Как показал опыт работы, для ряда объектов наиболее информативно использование тепловизионной диагностики на рабочем напряжении. Применение тепловизионной диагностики основано на том, что некоторые виды дефектов высоковольтного оборудования вызывают изменение температуры дефектных элементов и, как следствие, изменение интенсивности инфракрасного излучения, которое может быть зарегистрировано тепловизионными приборами.

Важно, чтобы измерялось собственное излучение обследуемого объекта, которое связано с наличием и степенью развития дефекта. При проведении диагностики необходимо учитывать коэффициент излучения поверхности обследуемого объекта и угол между осью тепловизионного приемника и нормалью к излучающей поверхности объекта. При проведении измерений однотипных предметов необходимо располагать тепловизионный приемник на одинаковом расстоянии и под одинаковым углом к оптической оси и поверхности объекта.

В настоящей работе обобщены некоторые результаты практического применения новых тепловизионных камер для обследования нагрева контактных соединений оборудования в инфракрасном диапазоне, таких как совместная американо-шведская разработка Flir I 50, которая используется в Моршанском участке службы диагностики, или китайского производства SAT 280, используемая в центральной лаборатории службы диагностики региональной сетевой компании «Тамбовэнерго».

Инфракрасная диагностика – это наиболее перспективное и эффективное направление развития в диагностике электрооборудования, которое обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами испытаний, а именно:

- достоверность, объективность и точность получаемых сведений;
- безопасность при проведении обследования оборудования;
- не требуется отключение оборудования;
- не требуется подготовка рабочего места;
- большой объем выполняемых работ за единицу времени;
- возможность определения дефектов на ранней стадии развития.

Существуют четыре категории или степени развития дефекта:

- в нормальном состоянии;
- дефект в начальной стадии развития;
- сильно развитый дефект;
- дефект в аварийной стадии развития.

В зависимости от степени развития дефекта необходимо устанавливать сроки и мероприятия по его устранению. Кроме того, при расчетах и анализе состояния дефектного контакта необходимо учитывать значение фактической и номинальной нагрузки на электрооборудование.

Возможные решения по результатам обследования:

- заменить оборудование, его часть или элемент;
- выполнить ремонт оборудования или его элемента (после этого необходимо провести дополнительное тепловизионное обследование для оценки качества выполненного ремонта);
- оставить в эксплуатации, но уменьшить время между периодическими обследованиями (учащенный контроль);
- провести другие дополнительные испытания.

Применение тепловизора, например, позволяет определять состояние маслonaполненного оборудования, контактов и контактных соединений, а также кабельных воронок и разделок всех фирм-изготовителей, которые составляют наибольшую часть выявляемых дефектов при тепловизионном обследовании подстанций 110 и 35 кВ.

Тепловизионная диагностика электрооборудования выполняется согласно следующих основных руководящих документов:

- Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ, РД 153-34.0-20.363–99 [21];

- Объем и нормы испытаний электрооборудования, РД 34.45-51.300–2001 [22];

- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Важной составляющей при проведении тепловизионных измерений является соблюдение ряда условий, невыполнение которых делает результаты измерений малодостоверными.

Современные тепловизионные системы имеют широкую возможность определения статистических температурных параметров по значению минимальной, максимальной и средней температуры измеряемой поверхности, наряду с этим в действующих нормативных документах отсутствуют указания, какими значениями температур следует пользоваться в процессе оценки технического состояния, а также к какой области и зоне поверхности аппарата отнести данные обработки. Как правило, результаты оценки состояния объекта оказываются достаточно субъективными и зависят от выбора характерных размеров зоны поверхности и выбора того или иного температурного параметра.

В основу развитого метода обработки термограмм положен принцип определения наиболее вероятного значения температуры поверхности объекта или его фрагмента, учитывающий как статистические свойства излучающей поверхности, так и статистические параметры оптико-электронного тракта используемой тепловизионной аппаратуры.

Такой метод позволяет легко вводить критерии оценки технического состояния различного оборудования и проводить сравнение объектов при различных температурах окружающей среды.

Данный метод применялся для определения технического состояния измерительных трансформаторов тока, вводов трансформаторов 110 кВ, а также использовался для определения дефектов опорных изоляторов высоковольтных линий электропередач при высокой влажности атмосферы, коммутационных аппаратов и показал свою высокую эффективность.

Ниже на рис. 2.12 – 2.14 приведены снимки типичных дефектов и их термограммы.



Рис. 2.12. Дефектный «правый» болтовой контакт шины и шпильки ввода трансформатора

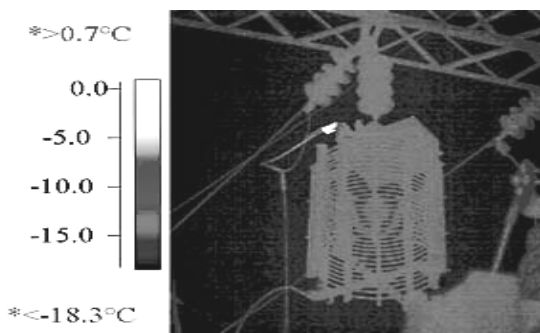


Рис. 2.13. Высоочастотный заградитель. Дефектный верхний контакт

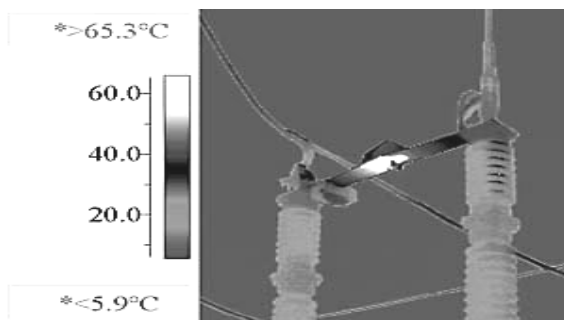


Рис. 2.14. Разъединитель 110 кВ. Дефектный контакт «нож – губка»

Отзывы о тепловизионном обследовании. В настоящее время тепловизионные системы завоевали прочное положение в инспекционном контроле электрооборудования без отключения напряжения

(под рабочим напряжением), и полезность их применения при контроле технического состояния не вызывает сомнений.

Оптические методы и аппаратура занимают особое место при контроле электроразрядных и тепловых процессов благодаря дистанционности и оперативности процесса измерения, а также высокой информативной способности.

Следует отметить, что для оценки состояния электрооборудования тепловизионный контроль не получил еще широкого распространения, в основном из-за неотработанности технологии получения информационных и достоверных результатов. Однако по мере оснащения участков диагностики районов электрических сетей современными тепловизорами проведение этого вида испытаний будет оправданным, поскольку не требует останова и отключения оборудования, является нетрудоёмким и помогает выявлять дефекты на ранних стадиях их развития [21].

Вместе с тем надо признать, что для обеспечения эффективности тепловизионной диагностики оборудования электросетевых комплексов необходимо объединение трех составляющих:

1. Методической базы по организации тепловизионного контроля, позволяющей надежно и достоверно оценивать состояние электрооборудования.

2. Технические средств, имеющих необходимые характеристики для проведения тепловизионного обследования.

3. Квалифицированного персонала с необходимой базой знаний в области физических процессов нагревания металлов и термографии и освоившего методику проведения тепловизионного обследования и обработки его результатов.

В итоге, тепловизионная диагностика позволяет решать такие задачи, решение которых без нее было бы невозможно:

- обследование большого объема электрооборудования с одной тепловизионной камерой;
- выявление значительного количества аппаратов, находящихся в предаварийном состоянии (дефектные контактные соединения);
- выявление таких дефектов, которые не могут быть выявлены никакими другими методами, например: нагрев соединительных болтов в проходных изоляторах; вводов 110, 35 и 10 кВ силовых трансформаторов; ВЧ-заградителей и др.

Таким образом, метод тепловизионной диагностики при широком применении позволяет по совокупности измеряемых характеристик принимать взвешенные технические решения о поддержании эксплуатационной надежности действующего оборудования электросетевых комплексов региональных сетевых компаний.

2.4. НОВЫЙ СПОСОБ ОТОБРАЖЕНИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Для повышения энергетической эффективности технологического оборудования авторами предложен способ отображения диагностической информации (патент РФ по заявке № 2009115360) [23].

В измерительной технике существует ряд способов отображения диагностической информации, например, одновременно на нескольких индикаторных приборах в цифробуквенной форме [23] или централизованного отображения диагностической информации, представляемой в графической и цифробуквенной форме на экране монитора и в виде рекомендаций оператору [24], а также более сложный способ одновременной обработки и отображения информации в виде когнитивной цветокодовой матрицы состояний исследуемого объекта [25].

Рассмотрим способ отображения информации согласно [25], позволяющий повысить энергетическую эффективность технологического оборудования с минимумом затрат энергии и микросхемотехники.

Сущность предлагаемого способа отображения диагностической информации заключается в представлении диагностической информации на средствах электронно-вычислительной техники, осуществлении одновременной обработки и отображении всей диагностической информации или необходимой ее части в виде когнитивной кодовой матрицы (рис. 2.15) состояний $\{\Phi\} = \{LA\}$ исследуемого объекта, формируемой по данным диагностической информации (рис. 2.16).

Для повышения энергетической эффективности технологического оборудования с минимумом затрат энергии, микросхемотехники когнитивный графический образ кодовой матрицы (рис. 2.15) формируют в адресном пространстве постоянного запоминающего устройства (ПЗУ) в виде образов эквивалентов множества состояний оптимального управления, которые находят априори из полного анализа процессов динамики оптимального управления объектом, описываемой моделью апериодического звена. Это позволяет исключить процедуру анализа оптимального управления при проведении эксперимента в реальном масштабе времени, тем самым значительно упростить работу оператора и понизить требования к техническим средствам, реализующим управление.

Образы эквивалентов управления (рис. 2.17) используют для синтеза в масштабе реального времени энергосберегающих управляющих воздействий при любых изменениях состояний функционирования и условий процесса, отражаемого когнитивным графическим образом ПЗУ и кодовой матрицей (рис. 2.15, где L – суммарное управление, взвешенное по экспоненте; A – нормированная инерционность).

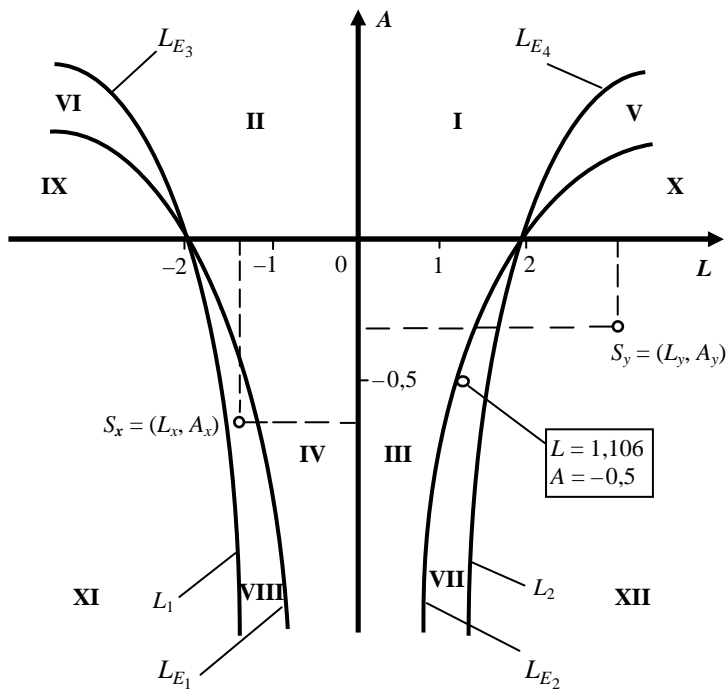


Рис. 2.15. Когнитивная кодовая матрица состояний исследуемого объекта

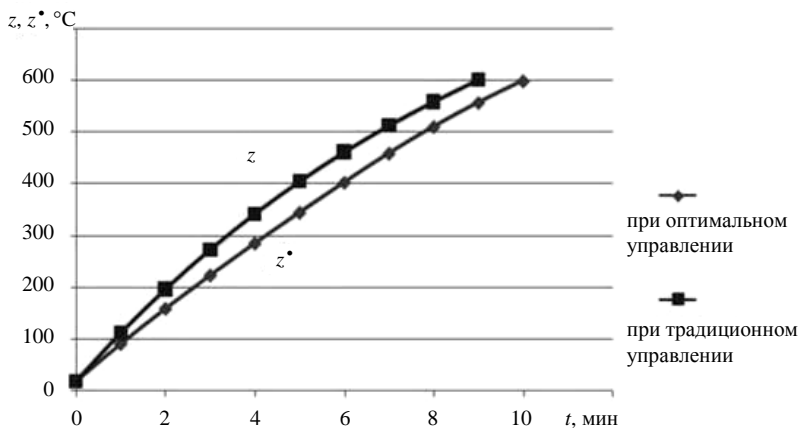


Рис. 2.16. Данные диагностической информации

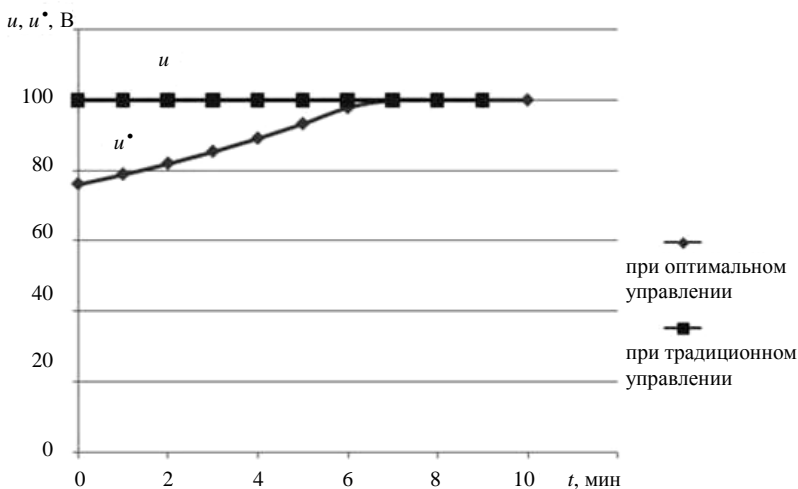


Рис. 2.17. Образы эквивалентов управления

Поясним предлагаемый способ на примере оптимального управления динамическим процессом электрооборудования.

Процесс динамики электрических нагревателей и электродвигателей может быть описан дифференциальным уравнением

$$\dot{z} = az(t) + bu(t), \quad (2.1)$$

где z представляет собой фазовую координату; параметр a характеризует инерционность объекта управления; параметр b – коэффициент усиления управляющего воздействия $u(t)$.

Для определения оптимальных управляющих воздействий u , реализующих оптимальное энергосберегающее управление по переводу объекта из начального состояния z^0 в конечное z^k , необходима сложная двухэтапная процедура, состоящая из анализа и синтеза оптимального управления в реальном масштабе времени.

Получаемые результаты анализа оптимального управления на множестве состояний функционирования служат основой базы знаний для широкого круга задач разработки алгоритмического обеспечения систем энергосберегающего управления различными динамическими объектами.

Для выполнения процедуры анализа оптимального управления оператором вводятся исходные данные для решения задачи

$$R = (a, b, u_n, u_b, z^0, z^k, t_0, t_k). \quad (2.2)$$

Результатом анализа является получение когнитивного образа в виде цветокодовой матрицы $\{\Phi\} = \{LA\}$ областей существования управлений (рис. 2.15). Границы областей определяются функциями

$$L_{E_1} = \frac{(-e^{4A} + 1)}{2A}, \quad (2.3)$$

$$L_{E_2} = \frac{(e^{4A} - 1)}{2A}, \quad (2.4)$$

$$L_{E_3} = \frac{(e^{-2A} - e^{2A})}{2A}, \quad (2.5)$$

$$L_{E_4} = \frac{(e^{2A} - e^{-2A})}{2A}, \quad (2.6)$$

$$L_1 = L_H = \frac{(1 - e^{2A})}{A}, \quad (2.7)$$

$$L_1 = L_B = \frac{(e^{2A} - 1)}{A} \quad (2.8)$$

в пространстве, определяемом параметром A и синтезирующей функцией L , характеризующей суммарное управление, взвешенное по экспоненте:

$$L = \frac{4}{b\Delta u \Delta t} (z_k - e^{a\Delta t} z_0) - \frac{2\Delta u \Sigma}{a\Delta t \Delta u} (e^{a\Delta t} - 1), \quad (2.9)$$

$$A = \frac{\Delta t}{2} a. \quad (2.10)$$

Разность Δu между высшим и низшим порогом управляющего воздействия определяется как

$$\Delta u = u_B - u_H, \quad (2.11)$$

$$\forall t \in [t_0, t_k]: u \in [u_H, u_B] \quad (2.12)$$

при изменении времени на интервале от начального значения t_0 до конечного t_k

$$\Delta t = t_k - t_0, \quad (2.13)$$

а суммарное напряжение является суммой низшего и высшего порога управления

$$u_\Sigma = u_B + u_H. \quad (2.14)$$

Анализ оптимального управления охватывает широкий круг задач, связанных с исследованиями вопросов существования решения, устойчивости, определения возможных видов функций оптимального управления, и множество других. Выполнение процедуры анализа оптимального управления требует сложных алгоритмических и математических расчетов и как следствие дорогостоящих высокопроизводительных микропроцессорных технических средств. Это является препятствием к оперативному выбору оператором оптимальной управляющей функции в масштабе реального времени.

Из полученных на основе полного анализа областей I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII (рис. 2.15) областями, для которых существует оптимальное управление, будут являться области I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII.

Следовательно, синтез управляющих воздействий осуществляется по результатам полного анализа, проведенного априори и представленного в виде когнитивного графического образа $\{\Phi\} = \{LA\}$, сформированного в адресном пространстве L, A постоянного запоминающего устройства системы управления, по массиву исходных данных реквизитов задачи оптимального управления, вводимых оператором (2.2).

Используя параметр инерционности объекта (2.10) и синтезирующую функцию (2.9), определяем область (рис. 2.16), в которую попадает точка S с координатами (L, A) . Каждой области соответствует определенная функция управления.

В случае, если оптимальное управление не найдено, т.е. координаты точки $S = (L, A)$ принадлежат области IX, X, XI или XII когнитивного графического образа, то оператором осуществляется перевод системы управления из оптимального в традиционный для данной технологической установки режим функционирования. Примеры точек S_x и S_y , для которых соответственно существует и не существует оптимальное энергосберегающее управление, приведены на рис. 2.15.

В зависимости от требований к функционированию технологической установки оператор, используя когнитивный графический образ $\{\Phi\} = \{LA\}$, представленный в виде цветокодовой матрицы LA состояний объекта, может, как самостоятельно в зависимости от состояния функционирования выбирать функцию управления, так и переводить систему в автоматический режим при любых изменениях состояния функционирования.

В связи с ростом цен на электроэнергию и топливо, усилением конкурентной борьбы между фирмами, производящими энергоемкое оборудование, транспортные средства и другие машины, а также учи-

тывая сложность социально-экономической обстановки, актуальность задач экономии и рационального использования энергоресурсов с каждым годом возрастает [26]. Проблема экономии топливно-энергетических ресурсов занимает важное место в тематике работ научно-исследовательских организаций, проектных и промышленных фирм всех стран мира. Количество потребляемых населением Земли энергоресурсов постоянно возрастает, однако эффективность использования их остается достаточно низкой. Вместе с тем обостряется проблема загрязнения окружающей среды, быстро уменьшаются запасы высокоэнергетического сырья, и растет стоимость получения энергии.

К наиболее энергоемким объектам относятся тепловые аппараты, машины с электроприводами, т.е. большинство видов технологических установок в машиностроительной, химической, металлургической, строительной и других отраслях промышленности. Затраты на электроэнергию при эксплуатации этих объектов для большинства промышленных предприятий относятся к числу основных и становятся сопоставимыми с затратами на сырье. Миллионы разнообразных энергоемких объектов значительную долю времени работают в динамических режимах, это позволяет снижать их энергопотребление за счет оптимального управления в различных состояниях функционирования.

Одним из направлений повышения эффективности функционирования технологических установок является снижение затрат энергии при любых изменениях состояний их функционирования и условий процесса.

Согласно теоретическим исследованиям и практическим результатам [26] при оптимальном управлении уменьшение затрат энергии может достигать от 5 до 40% по сравнению с традиционно используемыми управляющими воздействиями. Кроме того, в динамических режимах, характеризуемых меньшими энергетическими затратами, снижаются механические и тепловые нагрузки, что ведет к повышению долговечности и безопасности эксплуатации объектов.

Значительно более простая процедура задания массива исходных данных задачи оптимального управления позволяет визуализировать получаемую функцию управления в зависимости от выбранного состояния функционирования объекта, что позволяет оператору более эффективно осуществлять контроль за объектом, а также реализовать энергосберегающее управление объектом. При переводе системы управления в автоматический режим оператору предоставляется информация как о состоянии функционирования, так и о координатах точки L на когнитивном графическом образе областей управления (см. рис. 2.15).

В качестве примера рассмотрим перевод теплового объекта – нагревательного элемента из начального состояния z^0 в конечное z^k за время Δt с минимумом затрат энергии. Массив реквизитов для анализа энергосберегающего управления приведен в табл. 2.4, где I_{Σ} – функционал (лимит) затрат энергии при традиционном управлении (рис. 2.17) на временном интервале

$$\Delta t = t_1 - t_0, \quad (2.15)$$

где t_1 – время, при котором объект выходит в рабочий режим при традиционном управлении.

Следовательно, задача заключается в определении такого управления, которое обеспечит перевод объекта из начального состояния в конечное с минимумом затрат энергии:

$$I = \int_{t_0}^{t_k} u^2(t) dt \rightarrow \min. \quad (2.16)$$

В результате проведения полного анализа оптимального управления получаем цветокодovou матрицу в виде образов эквивалентов множества состояний оптимального управления (рис. 2.15).

Зависимости, отображающие изменение температуры нагревательной системы при традиционном и оптимальном управлении, приведены на рис. 2.16 и в табл. 2.6.

2.4. Исходные данные эксперимента

Параметр	Значение
a	-0,1
b	1,0
u_n	0
u_b	100,0
z^0	20,0
z^k	600,0
t_0	0
t_k	10,0
I_{Σ}	90 000,0

Далее когнитивный графический образ кодовой матрицы формируют в адресном пространстве постоянного запоминающего устройства в виде образов эквивалентов множества состояний оптимального управления.

На следующем этапе осуществляется операция синтеза, в результате чего получаем координаты точки S (рис. 2.15, табл. 2.5) и в соответствии с координатами полученной точки осуществляется выбор вида функции управления и ее синтез (рис. 2.17, табл. 2.6).

2.5. Результаты эксперимента

Параметр	Значение
A	-0,5
L	1,106
Номер зоны	VII
I	82 254

2.6. Результаты эксперимента

t	Традиционное управление		Энергосберегающее управление	
	z	u	z^*	u^*
0,0	20	100,0	20,0	76,2
1,0	113,2	100,0	91,9	79,0
2,0	197,6	100,0	159,8	82,0
3,0	273,9	100,0	224,3	85,4
4,0	343,0	100,0	286,1	89,1
5,0	405,6	100,0	345,7	93,2
6,0	462,1	100,0	403,7	97,8
7,0	513,3	100,0	460,0	100,0
8,0	559,6	100,0	511,4	100,0
9,0	601,5	–	557,9	100,0
10,0	–	–	600,0	–

Таким образом, используя свойство инерционности объекта и несколько большее время нагрева при энергосберегающем управлении, получаем функционал затрат энергии $I = 82\,254$, что при сравнении с функционалом затрат энергии стандартного управления соответствует экономии электроэнергии 8,6%.

$$\frac{I_{\text{Э}} - I}{I_{\text{Э}}} 100\% = \frac{90\,000 - 82\,254}{90\,000} 100\% = 8,6\% . \quad (2.17)$$

Используемый способ отображения диагностической информации позволяет значительно упростить требования к системе управления динамическими режимами технологического оборудования за счет того, что сложная процедура анализа оптимального управления производится априори, в результате чего когнитивный графический образ кодовой матрицы записывается в постоянное запоминающее устройство, и не требуется его определение в процессе управления.

Реализация предлагаемого способа осуществлена на базе микропроцессорного контроллера ZILA и построенного на базе экспертной системы энергосберегающего управления, автоматизированного рабочего места разработчика систем энергосберегающего управления. На стадии отладки микропроцессорный контроллер функционирует совместно с персональным компьютером, а в рабочем режиме – автономно. Информация о координатах точки в пространстве синтезирующих переменных и выбранном в соответствии с этим видом управления выводится на встроенный экран микропроцессорного контроллера или цветной монитор оператора автоматизированного рабочего места.

Таким образом, предлагаемый способ, благодаря формированию когнитивного графического образа кодовой матрицы в адресном пространстве постоянного запоминающего устройства в виде нормируемых эквивалентов множества состояний оптимального управления, которые находят априори из полного анализа процессов динамики оптимального управления объектом, а затем данный образ используют для синтеза в масштабе реального времени энергосберегающих управляющих воздействий, *в отличие от известных решений*, экономит электроэнергию от 5 до 40%, что повышает энергетическую эффективность технологического оборудования с минимумом затрат энергии.

2.5. КОНЦЕПЦИЯ ОРГАНИЗАЦИИ НАПРАВЛЕНИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СЛУЖБ ДИАГНОСТИКИ В РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЯХ

В настоящее время существующая система плановой диагностики и обслуживания электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи в региональных сетевых компаниях в соответст-

вии с [20] устарела и имеет невысокую эффективность. Участки диагностической службы и лаборатории в РСК оснащены, в основном, изношенным испытательным и диагностическим оборудованием.

В то же время устаревшая и недостаточная эффективность системы подготовки и повышения квалификации персонала неизбежно приводит к кадровым проблемам. Такая ситуация без принятия превентивных мер по структурной реорганизации и внедрению современных средств контроля грозит возникновением технологических и техногенных катастроф, связанных с нарушением энергоснабжения целого региона.

Вместе с тем, согласно концепции ОАО «ФСК ЕЭС» [22] предварительные оценки показывают, что до 80% дефектов, обуславливающих выход из строя оборудования подстанций и линий электропередачи, могут быть своевременно выявлены современными методами и аппаратурой для диагностирования и мониторинга.

Поэтому на современном этапе в соответствии с Концепцией диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» [27] и Технической политикой ОАО «МРСК Центра» [17] в РСК необходимо создание эффективной системы диагностики, обеспечивающей оценку технического состояния электрооборудования подстанций и линий электропередачи.

Основные цели и задачи создаваемой системы диагностики в РСК должны состоять в следующем:

1. Обеспечение всей вертикали управления «служба – участок, бригада» достоверной информацией о техническом состоянии оборудования подстанций и линий электропередачи.

2. Получение и обработка массива диагностической информации о состоянии электрооборудования подстанций и линий электропередачи, необходимого и достаточного для организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования по техническому состоянию и управления ресурсом электрооборудования.

3. Создание предпосылок для существенного снижения количества технологических нарушений и предотвращения крупных аварий.

4. Получение экономического эффекта, основными составляющими которого будут:

- сокращение инвестиционных затрат на необоснованное обновление оборудования;
- сокращение численности персонала в результате внедрения автоматизированных методов диагностики;
- снижение расходов на проведение ремонтов;

- сокращение случаев недоотпуска электроэнергии по вине отказавшего оборудования;
- сокращение случаев штрафных санкций со стороны потребителей за причиненный ущерб, в том числе экологический, от выхода из строя электрооборудования.

Предлагаемая концепция системы предполагает создание единой вертикально-интегрированной диагностической службы, включающей:

- на верхнем уровне (филиал) – служба диагностики (СД);
- на среднем уровне (базовые РЭС) – участки СД;
- на нижнем уровне (остальные РЭС) – бригады участков СД.

Создание СД необходимо для решения вопросов координации деятельности, а также методологических, методических и метрологических вопросов и организации работы в области диагностики и мониторинга электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи в РСК.

Задачами службы диагностики в РСК должны быть:

- разработка и реализация методологии диагностики эксплуатирующегося электротехнического оборудования;
- разработка требований к методам, методикам и объему обследований электрооборудования, аппаратуре и системам мониторинга и диагностики эксплуатирующегося электротехнического электрооборудования;
- организация и координация работ по созданию и внедрению автоматизированных систем диагностики на электросетевых объектах РСК;
- организация и координация конкурсной работы в области комплексных обследований и других видов диагностики электротехнического оборудования, эксплуатирующегося в РСК;
- организация и координация работ по созданию нормативно-технической документации в области диагностики электротехнического оборудования, эксплуатирующегося в РСК;
- организация метрологической аттестации электротехнических и физико-химических лабораторий диагностических участков и организация обучения их персонала;
- оценка состояния электрооборудования по результатам первичной диагностики и результатам автоматизированного мониторинга;
- планирование комплексных обследований электрооборудования подстанций и линий электропередачи, проводимых по результатам первичной диагностики и информации, получаемой от автоматизированных систем мониторинга и диагностики;
- оценка результатов комплексных обследований электрооборудования подстанций и линий электропередачи РСК;

- разработка рекомендаций по возможности дальнейшей эксплуатации электрооборудования подстанций и линий электропередачи РСК (рекомендаций по продлению ресурса);
- планирование капитальных и средних ремонтов электрооборудования подстанций и линий электропередачи РСК;
- координация работ диагностических участков СД, в том числе электротехнических и физико-химических лабораторий;
- оперативный контроль за соблюдением регламентированных норм и методов диагностики на объектах эксплуатации оборудования;
- внедрение новых высокоэффективных методов диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи РСК, в том числе через конкретные требования к автоматизированным системам мониторинга и диагностики, поставляемым совместно с электрооборудованием.

Как сказано выше, службы диагностики в РСК должны иметь участки диагностики, в составе которых должны быть физико-химические лаборатории. В участках диагностики СД должно быть организовано, по меньшей мере, два направления: подстанционное и линейное в классе напряжения 35 и 110 кВ, а также направление по диагностике электросетевого комплекса 0,4...10 кВ, проводимой бригадами, находящимися в РЭС и относящимися к составу участков диагностики СД.

Задачей участков диагностики СД является первичная диагностика электрооборудования, находящегося в оперативном управлении РЭС. Эксплуатационная диагностическая служба, участки, бригады, передвижные и стационарные лаборатории должны быть укомплектованы современной диагностической аппаратурой, позволяющей осуществлять эффективный контроль состояния электрооборудования. Оснащение указанной службы, участков, бригад и лабораторий диагностической аппаратурой должно быть выполнено в рамках программы совершенствования диагностики в РСК.

В составе диагностических участков СД должны присутствовать электротехнические и физико-химические лаборатории для проведения электрических испытаний электрооборудования и определения характеристик трансформаторных масел. По мере внедрения автоматизированных систем мониторинга и диагностики и методов контроля состояния электрооборудования число лабораторий должно сокращаться (от практически в каждом участке СД до одной центральной в СД на всю РСК). Диагностические участки СД осуществляют первичное оформление и оперативное внесение новых данных в паспорта электрооборудования.

Диагностическая служба и участки должны быть оснащены совместимыми системами сбора, обработки и анализа диагностической информации. Документооборот диагностической службы и физико-химических лабораторий в участках должен быть стандартизован и автоматизирован.

В участках диагностики СД персонал электротехнических и физико-химических лабораторий осуществляет сбор, занесение основного объема информации, проводит ее первичную оценку.

Поэтому персоналу необходимо знание особенностей проведения измерений, конструкций, условий эксплуатации и методов диагностики вверенного ему оборудования, а также основ работы с персональными компьютерами.

Следовательно, в СД РСК должны работать специалисты электротехнических и физико-химических лабораторий и(или) подстанционного и линейного сектора службы диагностики РСК, имеющие глубокие знания методов и средств диагностики, особенностей конструкции и эксплуатации оборудования, а также обладать аналитическим складом ума, глубоким, всесторонним пониманием как вопросов диагностики и эксплуатации оборудования, так и вопросов менеджмента и экономики.

Для обеспечения эффективности внедрения предлагаемой организационной структуры СД в РСК необходимо:

- обеспечить мотивацию персонала;
- выделить в каждом участке РЭС ответственных сотрудников за внесение оперативной информации;
- выделить временные и материальные ресурсы;
- предусмотреть обучение специалистов (семинары, конференции и курсы повышения квалификации с расширением кругозора по смежным профессиям).

Этапы реализации программы совершенствования системы диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи в РСК. Реализация программы совершенствования системы диагностики электрооборудования электрических сетей в РСК сопряжена с решением сложных организационных, технических и экономических проблем, требующих времени. Предлагаемый вариант реализации программы совершенствования системы диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей, например РСК «Тамбовэнерго», должен быть рассчитан на 6 – 8 лет.

В результате реализации программы должны быть:

- существенно снижены аварийность электрооборудования подстанций и линий электропередачи;

- уменьшены риски и снижены экономические потери от технологических нарушений и аварий на оборудовании и ВЛ;
- создана система определения остаточного ресурса электрооборудования подстанций и ВЛ, а также методика управления этим ресурсом;
- созданы условия для внедрения полностью автоматизированных наиболее важных узловых подстанций 110 кВ с системами мониторинга и диагностики.

Направления совершенствования системы диагностики. Программа совершенствования системы диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей РСК должна включать ряд направлений:

1. Совершенствование организационной структуры обеспечения диагностики и мониторинга электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи РСК.
2. Совершенствование нормативно-технического и методического обеспечения диагностики и мониторинга электротехнического оборудования и линий электропередач.
3. Технологическое обеспечение внедрения систем мониторинга и диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи.

Каждое направление должно реализовываться путем создания конкретных планов.

Этапы реализации общей программы. Реализация общей программы направления должна быть разделена на 3 этапа.

На первом этапе должны быть решены организационные и технические вопросы, связанные с созданием в РСК службы диагностики с центральной диагностической лабораторией со следующими направлениями деятельности:

- координация деятельности участков СД (инженер-электрик);
- хроматографический анализ трансформаторного масла в классе напряжения 110 кВ (инженер-хроматографист);
- определение физико-химических свойств трансформаторного масла в классе напряжения 35 и 110 кВ (инженер-химик);
- термографический контроль электрооборудования электросетевого комплекса 0,4...110 кВ (инженер-электрик).

Также необходимо осуществить перестройку работы участков диагностики и лабораторий СД на новый технический и организационный уровень. Кроме того, за указанный срок должна быть подготовлена техническая, правовая и методическая база реализации современ-

ных подходов к оценке состояния электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи с учетом технико-экономических факторов, важности объектов и факторов риска.

Должна быть создана система аккредитации при РСК центральной диагностической лаборатории, обеспечивающей качественное выполнение работ по диагностике электротехнического оборудования объектов РСК и минимизацию экономических затрат на данные работы. Внедрена электронная паспортизация всего оборудования подстанций РСК.

На втором этапе должны быть осуществлены проверка и доработка технических решений по совершенствованию системы диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи, разработанных в рамках первого этапа.

На третьем этапе должны быть переход на ремонтно-эксплуатационное обслуживание электрооборудования подстанций и линий электропередачи по их техническому состоянию с учетом реально выработанного ресурса и управление этим ресурсом.

Итогом реализации программы должно стать внедрение системы диагностики электрооборудования подстанций и линий электропередачи, позволяющей перейти на проведение ремонтов и эксплуатационного обслуживания оборудования по его техническому состоянию, что позволит существенно снизить численность персонала, отвечающего за техническое обслуживание, и повысить качество проведения работ в РСК «Тамбовэнерго».

2.6. СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ И КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В РСК «ТАМБОВЭНЕРГО»

Согласно технической политике, проводимой ОАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» до 2015 г. [17], в филиале ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» для научно-технического совета авторами проведен анализ состояния дел по диагностике электрооборудования распределительного электросетевого комплекса 0,4...110 кВ [20], результаты которого представлены ниже.

Данный анализ включает четыре раздела:

1. Структура координации деятельности, функции и задачи подразделений и состав специалистов по диагностике.
2. Оснащенность измерительными приборами, их состав и техническое состояние в районах электрических сетей.
3. Основной парк контролируемого силового оборудования в региональной сетевой компании РСК «Тамбовэнерго».

4. Современные средства, приборы и методы контроля и диагностики оборудования, применяемые в электросетевом комплексе 0,4...110 кВ.

Раздел 1. Показано, что структура координации деятельности по диагностике в РСК «Тамбовэнерго» организована по вертикальной цепочке: служба диагностики РСК – центральная диагностическая лаборатория СД – участки службы диагностики в базовых районах электрических сетей.

Функции службы диагностики в части обслуживания оборудования определены следующим образом:

- осуществление координации участков службы диагностики в части проведения годовых диагностических проверок, а также хромотографический и химический анализ трансформаторных масел;

- высоковольтные испытания силового оборудования ПС-35, 110 кВ и трансформаторного масла, измерения заземляющих устройств, тепловизионный контроль и отыскание мест повреждений оборудования кабельных линий и т.д.;

- осуществление измерения скоростных, временных характеристик и хода подвижных частей, одновременность замыкания и размыкания контактов выключателей, проверка опорно-стержневой изоляции и т.п.;

- проведение проверок, измерений на ЛЭП 35 и 110 кВ по перечню работ и техобслуживанию ЛЭП, проверки, измерения на ЛЭП и комплектных трансформаторных пунктах (КТП) 0,4...10 кВ по перечню работ и техобслуживанию оборудования распределительных сетей.

Количественный состав персонала службы диагностики РСК «Тамбовэнерго» составляет 35 человек, а парк основных приборов по диагностике и измерениям в РСК составляет 511 единиц.

Раздел 2. Анализ приборов по подразделениям показал, что более половины 57%, как правило, не сложных приборов находятся на балансе в районах электрических сетей, 32% наиболее сложных приборов – в участках службы СД, 9 и 2% – в участках службы ПС и участках распределительных сетей РС, соответственно (табл. 2.7).

Состав наиболее употребляемых приборов (см. табл. 2.8) в участках и РЭС (без учета таких простейших приборов, как амперметры, вольтметры, секундомеры и т.п.) определен в 14 позиций из 352 единиц, что составляет 70% от общего их количества в 511 штук.

Как видно из табл. 2.8, большая часть приборов данного состава, т.е. 259 шт., находятся на балансе в РЭС и представлены классом несложных измерительных средств, таких как измерители сопротивления и цепи фазы – ноль, тестеры и мегаомметры, токоизмерительные

клещи и приборы измерения расстояний. Оценка технического состояния приборов с целью определения дальнейшей их эксплуатации проведена по четырем периодам выпуска изделия: до 1980 г.; с 1980 по 1990 гг.; с 1990 по 2000 гг. и последний – после 2000 г. Определено, что состав в 214 шт. или 40% приборов от их общего количества 511 шт. составляют приборы периода выпуска после 2000 г. Оставшиеся 237 шт. (60%) составляют приборы выпуска до 2000 г., эксплуатационное состояние которых требует обновления.

2.7. Оснащенность основными приборами по диагностике всех направлений РСК «Тамбовэнерго», шт.

Зона обслуживания базового РЭС	Участки СД	Участки СПС	Участки РС	Бригады диагностики в РЭС	Всего
Тамбовского	26	13	3	24	66 (13%)
Мичуринского	28	4	1	32	65 (13%)
Моршанского	56	16	1	48	121 (23%)
Жердевского	28	9	0	155	192 (37%)
Кирсановского	27	2	6	32	67 (14%)
Итого (%)	165 (32%)	44 (9%)	11 (2%)	291 (57%)	511 (100%)

2.8. Состав наиболее употребляемых приборов по диагностике в РСК «Тамбовэнерго»

Средства и приборы, шт.	Лаборатория СД	Участки СД	Участки СПС	Участки РС	Всего
1. Измерители сопротивления заземления		11	8		45
2. Измерители сопротивления цепи фаза – ноль		5			8

Средства и приборы, шт.	Лаборатория СД	Участки СД	Участки СПС	Участки РС	Всего
3. Приборы комбинированные и тестеры		4	1		4
4. Токоизмерительные клещи всех видов		1	4		103
5. Частотомеры		5			
6. Мегаомметры		10	12		184
7. Мосты переменного тока		9			
8. Мосты постоянного тока		5			
9. Приборы контроля масляных выключателей			4		
10. Контактмеры		1	4		
11. Приборы измерения расстояния			1	4	15
12. Приборы контроля изоляторов		1	1		
13. Тепловизоры	1	1			
14. Хроматографы	1				
Всего по подразделениям:	2	52	35	4	259
Итого в РСК:	352 единицы (70% от общего количества основных приборов 511 единиц)				

В разделе 3 проведен анализ основного парка диагностируемого оборудования класса напряжения 110, 35 и 10 кВ РСК «Тамбовэнерго» (табл. 2.9). Кроме того, в настоящее время в РСК «Тамбовэнерго» в классе напряжения 35 и 110 кВ по различным причинам в «зоне риска», а значит, на учащенном контроле по методикам [22, 28] находятся 45 единиц оборудования.

2.9. Основной парк диагностируемого оборудования РСК «Тамбовэнерго»

Основное электрооборудование, ед.	110 кВ	35 кВ	10 кВ
1. Силовые трансформаторы	105	265	
2. Трансформаторы тока	125	451	
3. Трансформаторы напряжения	67	420	
4. Выключатели масляные	67	546	1828
5. Трансформаторные пункты (ТП 10/0,4 и 6/0,4 кВ)			5997

Раздел 4. Согласно Положению о технической политике в распределительном электросетевом комплексе, в период до 2015 г. в сетях РСК «Тамбовэнерго» по диагностике основного оборудования подстанций необходимо осуществлять:

1. Внедрение неразрушающих методов контроля.
2. Применение средств диагностики и мониторинга основного оборудования, обеспечивающих достоверность информации о состоянии оборудования.
3. Диагностику состояния оборудования и мониторинг преимущественно без отключения напряжения.
4. Внедрение единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования.

Вместе с тем, как показала практика, каждый вышеперечисленный пункт данного Положения применительно к региональным сетевым компаниям требует некоторого пояснения.

Например, по п. 1 внедрение неразрушающих методов контроля осуществимо, практически, для каждого района электрических сетей в РСК, так как требует приобретения относительно недорогих мобильных средств диагностики электрооборудования различными способами: акустическими, тепловизионными, безразборного контроля и др.

По п. 2 особое внимание необходимо уделять так называемым опытным образцам средств и приборов для РСК, которые некоторые фирмы-производители характеризуют положительно, что не всегда подтверждается на практике.

Так, например, в результате опытной эксплуатации акустического прибора по диагностике ОСИ «МИК-1» производства НПО «Логотех»

в РСК «Ярэнерго» выявлены факты не достоверных сведений о состоянии оборудования, диагностируемого данным прибором. В связи с этим применение данного прибора для целей диагностики в филиалах ОАО «МРСК Центра» региональных сетевых компаниях не рекомендуется. Далее, мост переменного тока СА-7100 российского производства (г. Зеленоград) в комплекте лаборатории ЛВИ-1 (г. Ярославль), приобретенной для РСК «Тамбовэнерго» в 2009 г., показал невысокую надежность в эксплуатации, отказав в работе в гарантийный срок 2 раза. В результате была произведена замена на более надежный мост данного типа производства фирмы «Олтест» (г. Киев, Украина).

По п. 3 диагностика состояния оборудования и мониторинг преимущественно без отключения напряжения относятся, в основном, к силовым трансформаторам узловых подстанций 110 кВ и требуют организации целого направления диагностики с применением дорогостоящих стационарных систем мониторинга и контроля, внедрение которых требует технико-экономического обоснования.

Внедрение единых информационно-диагностических систем (п. 4) подразумевает достижение достаточно высокого уровня информационной диагностической базы по оборудованию, разработку или приобретение соответствующего программного обеспечения, а также организацию, по сути, нового направления работы в региональной сетевой компании.

Раздел 4 состоит из двух блоков.

Блок «Современные средства и приборы диагностики электрооборудования». К современным средствам диагностики и измерений относятся передвижные высоковольтные электролаборатории различных производителей, например передвижные преобразовательные установки серии ППУ: испытательные 6...35 кВ, кабельные 6...10 кВ или универсальные. А также лаборатории высоковольтные испытательные ЛВИ-НVT (35 кВ) производства Ярославского механического завода. Данная лаборатория приобретена в 2009 г. для Моршанского и Жердевского участков службы диагностики РСК «Тамбовэнерго» (рис. 2.18).

К *современным средствам диагностики* стационарных лабораторий относятся: различные приборы отечественного производства по определению качества трансформаторного масла: измерители проводимости (рис. 2.19); хроматографы, такие как «Цветаналитик» или «Кристалл», «Цвет-800» (рис. 2.20), который установлен в лаборатории службы диагностики «Тамбовэнерго»; аппараты испытательного напряжения АИИ-70, АИМ-80 или АИМ-90 (рис. 2.21), используемые практически во всех участках службы диагностики и т.д.



Рис. 2.18. Передвижная электролаборатория ЛВИ-НВТ (35 кВ)



Рис. 2.19. Измеритель проводимости



Рис. 2.20. Хроматограф «Цвет-800»



Рис. 2.21. Аппарат испытательный модернизированный АИМ-90

К современным стационарным средствам диагностики на подстанциях относятся сложные системы, как правило, зарубежного производства, например: непрерывного анализа растворенных газов в трансформаторе MINITRANS (рис. 2.22) и измерения влажности изоляции трансформатора TRANSFIX (рис. 2.23), а также различные



Рис. 2.22. Блок системы непрерывного анализа растворенных газов в масле трансформатора MINTRANS



Рис. 2.23. Блок системы измерения влажности изоляции трансформатора TRANSFIX

отечественные и зарубежные системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов 110 кВ и выше на основе датчиков температуры, давления, нагрузки и т.д.

Подобные системы мониторинга и диагностики, как правило, базируются на результатах тестов, выполняемых в автоматическом режиме датчиками, установленными на работающем трансформаторе, и позволяют определить текущее техническое состояние и остаточный ресурс его работы.

Набор тестов (датчиков), используемых системой мониторинга для конкретного трансформатора, определяется еще на этапе ее создания (проектирования) и практически никогда в процессе дальнейшей эксплуатации не модернизируется, поэтому при создании системы мониторинга важно не допустить две крайности: упрощения и чрезмерного усложнения системы.

Упрощение приводит к получению ненадежной оценки технического состояния и невозможности определить остаточный ресурс, усложнение – к получению избыточной информации и неиспользуемых заключений о состоянии отдельных частей оборудования.

Глубина предлагаемых системой мониторинга рекомендаций может быть различной: от простой регистрации превышения параметрами пороговых значений до достаточно обоснованных предложений по проведению ремонтных работ. Чем более продуманной и совершенной является встроенная экспертная система, тем выше достоверность оперативной информации о текущем техническом состоянии контролируемого трансформатора, что полностью соответствует требованиям технической политики в распределительном электросетевом комплексе, проводимой в каждой региональной сетевой компании.

Все основное оборудование системы мониторинга располагается рядом с трансформатором, монтируется в защитном контрольном шкафу и состоит из модулей, к которым подключаются датчики (см. рис. 2.1). Количество датчиков может быть различным в зависимости от контролируемых системой мониторинга параметров, например:

- температуры (верхних и нижних слоев масла, окружающей среды и т.п.);
- вибрации;
- напряжения и тока;
- контроля изоляции высоковольтных вводов;
- газосодержания и влагосодержания в масле;
- давления масла во вводах;
- уровня масла в расширителе трансформатора и РПН;
- контроля состояния РПН и др.

К современным мобильным или переносным средствам диагностики электрооборудования относятся различные приборы неразрушающего принципа действия, например:

- отечественный прибор акустического контроля ПАК-3М с универсальным нагружающим устройством УКИ-1 для контроля опорно-стержневой изоляции, единственный экземпляр которого находится в службе подстанций управления высоковольтных сетей РСК «Тамбовэнерго»;

- тепловизионные камеры для обследования нагрева контактных соединений оборудования в инфракрасном диапазоне. Например, совместная американско-шведская разработка Flir I 50 (рис. 2.24), которая используется в Моршанском участке службы диагностики, или тепловизор китайского производства SAT-280, используемый в центральной лаборатории службы диагностики РСК «Тамбовэнерго» (рис. 2.25);



Рис. 2.24. Тепловизор Flir I 50



Рис. 2.25. Тепловизор SAT-280

– безразборного контроля, так называемые приборы контроля выключателей серии ПКВ для измерения скоростных характеристик высоковольтных выключателей. Например, ПКВ/М используются в Тамбовском и Моршанском участках службы подстанций;

– измерители для измерения сопротивления цепи фаза – ноль, например «Поиск» и «Квант», которые применяются в различных участках служб диагностики, подстанций, распределителей и РЭС, или более современный ИФН-200, применяемый в Моршанском участке службы диагностики.

Мобильные средства в составе передвижных электролабораторий. К данным средствам относятся, прежде всего, современные высоковольтные блоки измерения тангенса диэлектрических потерь и емкости, например БВН-2П, МЭП-4СА и др., а также высоковольтные автоматические мосты переменного тока для измерения параметров твердой высоковольтной изоляции, например «Вектор-2.0М», Тангенс-2000 и СА-7100. Мост СА-7100 применяется в составе передвижных электролабораторий Тамбовского и Моршанского участков службы диагностики РСК «Тамбовэнерго».

Блок «Современные методы контроля и диагностики электрооборудования». В настоящее время существует ряд традиционных методов определения качества трансформаторного масла по его влагосодержанию в стационарных лабораторных условиях службы диагностики (рис. 2.26): гидрид-кальциевый, кулонометрический, хроматографического анализа и химический.



Рис. 2.26. Стационарная лаборатория службы диагностики

Кратко о каждом.

Гидрид-кальциевый метод. Реагент взаимодействует с водой, образуя газообразные соединения, объем которых измеряется. На моль воды выделяется моль водорода.

Кулонометрический, или электрохимический метод. Это окислительно-восстановительная реакция взаимодействия йода с сернистым газом в присутствии воды и в избытке пиридина. Является простым методом титрования, но применим для определения содержания воды в достаточно узком диапазоне измерения от 2 до 100 г/т (см. рис. 2.27).

Хроматографический метод. Ввод масла в испаритель хроматографа при 250...300 °С позволяет определить всю содержащуюся в образце воду вне зависимости от ее состава.

Химический метод определения массовой доли растворенной воды. Наиболее простым и точным методом с небольшим количеством применяемых индикаторов и реагентов является химический метод определения влагосодержания масла. Данный метод применяется в Тамбовском участке диагностики и в 2010 г. организован в центральной лаборатории службы диагностики РСК «Тамбовэнерго».

Вместе с тем следует учесть, что процесс внедрения современных средств и приборов и методов контроля электрооборудования в региональной сетевой компании требует организации подготовительных работ в три этапа.

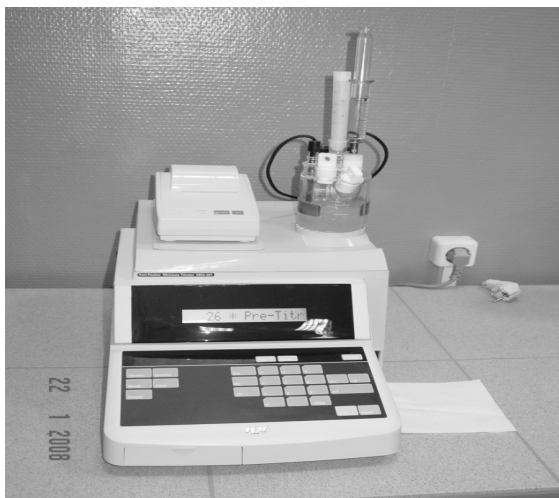


Рис. 2.27. Прибор для определения качества трансформаторного масла с использованием кулонометрического метода

Определение перечня диагностируемого оборудования и контролируемых параметров.

1. Определение используемых и необходимых средств диагностики в зависимости от критичности состояния оборудования.

2. Подготовка квалифицированного персонала.

Кроме того, для эффективного внедрения и использования современных средств и систем диагностики необходимо менять идеологию их построения и требования, предъявляемые к данным системам.

В итоге, проведенный анализ дел по диагностике электрооборудования в региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» показал:

1. В настоящее время структура координации деятельности подразделений РСК «Тамбовэнерго» в части диагностики электрооборудования соответствует «правильной» модели управления.

2. Приборы и средства измерений достаточно изношены. 60% из них со сроком эксплуатации свыше 10 лет и требуется их обновление. Передвижная электролаборатории Кирсановского участка службы диагностики требует замены.

3. Электросетевой комплекс 35 и 110 кВ имеет 45 единиц оборудования, находящегося по различным контролируемым параметрам в «зоне риска» на учащенном контроле.

4. Внедрение современных систем контроля и мониторинга электрооборудования требует большой подготовительной работы и экономического обоснования.

Таким образом, для эффективного внедрения и использования современных средств и методов контроля основного оборудования электросетевого комплекса, например в РСК «Тамбовэнерго», необходима организация единого комплексного подхода к технической диагностике на основе апробированных при эксплуатации и методически обоснованных технологических решений.

Комплексный подход к системе диагностики в РСК предполагает организацию и накопление информационной базы данных о состоянии оборудования электросетевого комплекса, собираемой и пополняемой с энергообъектов по сети передачи информации, рассмотренной ниже в третьей главе.

ВЫВОДЫ

1. Внедрение современных систем диагностики и мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ и выше требует обязательного технико-экономического обоснования.

2. Система контроля распределения температур в трансформаторе на основе оптоволоконных датчиков используется в строго опреде-

ленных точках обмотки силового трансформатора и является наиболее эффективной и достоверной, но дорогостоящей.

3. Оптические трансформаторы тока и напряжения обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными ТТ и ТН: высокой линейностью и широким динамическим диапазоном, отсутствием влияния вторичных цепей и наличием цифровых интерфейсов, безопасностью, простотой и удобством установки.

4. Светодиодное освещение на подстанциях 35 и 110 кВ по мере увеличения объема выпуска светодиодных светильников и снижения их стоимости становится все более эффективным.

5. Внедрение современной системы управления на основе технологии сети SMART позволяет снизить потери, повысить наблюдаемость и автоматизацию распределительного электросетевого комплекса.

6. Тепловизионная диагностика электросетевых комплексов позволяет легко оценить техническое состояние различного оборудования и проводить сравнение объектов при различных температурах окружающей среды, а также принимать взвешенные технические решения о поддержании эксплуатационной надежности действующего оборудования.

7. Предлагаемый способ отображения информации позволяет снизить затраты на аппаратное обеспечение системы управления вследствие пониженных требований к быстродействию системы, конфигурации микросхемотехники, а также свести к минимуму влияние субъективизма при принятии решений, сделать возможным процедуру автоматического принятия решений за счет реализации адаптивных управляющих воздействий по результатам анализа цветокодовой матрицы состояний исследуемого объекта с минимумом затрат энергии.

8. Внедрение системы диагностики электрооборудования подстанций и линий электропередачи позволяет перейти на проведение ремонтов и эксплуатационного обслуживания оборудования по его техническому состоянию, что позволит существенно снизить численность персонала, отвечающего за техническое обслуживание, и повысить качество проведения работ в РСК «Тамбовэнерго».

9. Для эффективного внедрения и использования современных средств и методов контроля основного оборудования электросетевого комплекса в РСК «Тамбовэнерго» необходима организация единого комплексного подхода к технической диагностике на основе апробированных при эксплуатации и методически обоснованных технологических решений.

3. ПЕРЕДАЧА ИНФОРМАЦИИ В ОБЛАСТИ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМИ КОМПЛЕКСАМИ

Рассмотрены основные понятия теории информации применительно к оперативно-технологическому управлению электросетевыми комплексами, а также стандартные кодовые форматы, протоколы и диалоговые процедуры телемеханической передачи в системах оперативно-технологического управления, информационное обеспечение сети передачи информации, телеинформационная и единая сеть связи электроэнергетики в рамках региональной сетевой компании.

Управление любой энергетической системой может быть эффективным лишь при наличии автоматизированной системы диспетчерского управления, под которой понимается человек-машинная система, обеспечивающая сбор и обработку информации, необходимой диспетчеру для принятия решений по управлению энергосистемой. Для управления технологическими процессами на энергетических объектах, например в электросетевом комплексе 10...110 кВ, в составе АСО-ТУ существует автоматизированная система управления технологическими процессами АСУ ТП, в которой постоянно формируются, передаются, принимаются и осмысливаются сообщения о состоянии электрооборудования подстанций, параметрах его режима и принятых диспетчером решениях по управлению электросетевым комплексом [1, 19].

3.1. СООБЩЕНИЕ, СИГНАЛ, ИНФОРМАЦИЯ

В теории информации, применительно к автоматизированному диспетчерскому и технологическому управлению в электроэнергетических системах, под сообщением понимается некоторая совокупность сведений, подлежащих передаче, т.е. объект передачи. Средством передачи сообщения является сигнал, под которым понимается некоторый физический процесс, однозначно соответствующий данному сообщению.

Структурная схема передачи сообщения представлена на рис. 3.1.

Сообщение O , сформированное отправителем, преобразуется в передатчике в сигнал C_1 , представляющий собой, как правило, электромагнитные колебания. Сигнал C_1 поступает в канал связи (КС), под которым понимается совокупность технических средств, необходимых для передачи сигнала на большие расстояния. Сигнал C_2 с выхода КС подается в приемник, в котором происходит обратное преобразование сигналов в сообщение Π , поступающее к получателю.

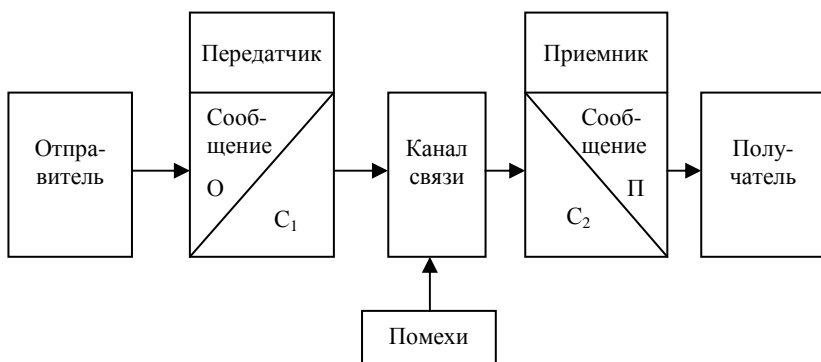


Рис. 3.1. Структурная схема передачи информации

Вследствие помех, воздействий, мешающих передаче сигнала по КС на большие расстояния, сигнал C_2 не полностью соответствует сигналу C_1 , а следовательно, сообщение П может отличаться от сообщения О, что, естественно, не желательно, поэтому передача должна быть организована таким образом, чтобы получатель правильно понял отправителя, несмотря на наличие помех в КС, т.е. при передаче информации должна быть предотвращена потеря передаваемой информации.

Информация является основным содержанием сообщения, т.е. представляет собой сведения, которые неизвестны получателю до получения данного сообщения. Каждое сообщение формируется, как правило, из нескольких элементов, каждый из которых может принимать качественно различные значения (качества).

3.2. СТАНДАРТНЫЕ КОДОВЫЕ ФОРМАТЫ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

Протоколы асинхронной передачи данных. Международный электротехнический комитет (МЭК) разработал стандартные кодовые форматы для систем телемеханики, ориентированные на асинхронный метод передачи в «одном окне» (размер «окна передачи» – число кодовых предложений, которые можно передавать без подтверждения приема, перед тем как обнаружена ошибка в предложении, требующая автоматического повторения передачи) при использовании последовательности двоичных взаимонезависимых сигналов (двоичный симметричный канал без памяти) для полудуплексной и дуплексной связи.

Рекомендуемая МЭК стандартная асинхронная (стартстопная) передача для телемеханических систем – метод передачи, при котором передаются группы синхронных сигналов, разделенные интервалами

произвольной длительности [29]. При асинхронной передаче момент начала передачи сообщения, определяемый моментом посылки стартового сигнала, может быть произвольным.

Например, формат FT 1.1 обеспечивает кодовое расстояние $d = 2$, кодовое слово содержит 11 бит: 1 бит – старт, 8 бит – информация, 1 бит – защита по четности (нечетности) и 1 бит – стоп (табл. 3.1).

Добавление в конце предложения одного контрольного 11-битного слова образует формат FT 1.2 с кодовым расстоянием $d = 4$. Контрольное слово, так же как и все остальные кодовые слова, имеет биты старт, стоп, биты защиты по четности и, кроме того, 8 бит – контрольную сумму CS, образованную арифметическим суммированием всех информационных байт предшествующих кодовых слов по модулю 256.

3.1. Формат FT 1.1 с переменным числом информационных слов, $d = 2$

Последовательность бит в линии	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Информационные биты (D1 – младший бит)	0	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8			
Число информационных слов в предложении	0	0	←————— L —————→						p	1		
Информационные слова	1	0								p	1	
	2	0	Содержание информационных слов									
	
	
	
	$L - 1$	0								p	1	
	L	0								p	1	
	Старт	Старт								Паритет	Стоп	

Примечания. 1. В начальном кодовом слове передается число L информационных слов в предложении ($L = 0 \dots 127$). Бит D1 в начальном слове всегда 0. 2. При обнаружении ошибки при приеме старт-бита, стоп-бита, бита четности, бита D1 = 0 в начальном слове все кодовое предложение бракуется и не выдается пользователю. При этом должен устанавливаться интервал 1.1 длиной минимум 22 единицы спокойного состояния до последующего кодового предложения.

Форматы FT 2 и FT 3 образуются кодовыми блоками длиной до 16 байт ($n = 128$ бит). Информационные кодовые слова этих форматов по 8 бит (байт, октет). Контрольные слова формируются по законам циклического кода. Контрольное слово формата FT 2 имеет длину 8 бит, что обеспечивает $d = 4$ при числе информационных байт до 15. Контрольное слово формата FT 3 имеет длину 16 бит, что обеспечивает $d = 6$ при числе информационных байт до 16.

Форматы АЕ 1.1 обеспечивают класс достоверности И1 и могут использоваться при передаче информации с относительно невысокой достоверностью, например при передаче телеизмеряемых (ТИ) параметров при циклическом способе передачи информации.

Форматы FT 1.2 и FT 2 обеспечивают класс достоверности И2 и должны применяться при передаче сообщений с повышенной достоверностью, например при передаче телесигналов (ТС), важных параметров ТИ и т.п.

Формат FT 3 обеспечивает класс достоверности И2 во всем диапазоне изменения вероятности ошибки на бит (защита по четности $p < 0,5$) и класс И3 при $p < 10$. Этот формат используется при передаче особо важных сообщений, например команд телеуправления (ТУ) и т.п.

Различные виды организации передачи данных допускают передачу сообщений как постоянной, так и переменной длины. В системах телемеханики могут использоваться кодовые форматы различной длины L (L – число информационных кодовых слов в кодовом предложении). При использовании кодовых форматов с переменной длиной число L должно указываться в специальном кодовом слове (или словах) в начале кодовых предложений. В процессе передачи кодовых предложений могут возникать различные искажения, обусловленные случайными помехами, в том числе нарушение синхронизации, кратковременные нарушения канала, приводящие к несинхронному сдвигу кодовой последовательности, и т.п.

Во всех этих случаях передача информации должна соответствовать установленному классу достоверности, обеспечиваемому выбранным кодовым форматом. Для удовлетворения этого требования должны выполняться определенные правила передачи стандартных кодовых форматов, установленные стандартом МЭК.

Для всех форматов сигнал спокойного состояния канала (перед посылкой сообщений) – 1. Интервалы между словами предложения не допускаются (т.е. кодовое предложение следует непрерывно во времени – без перехода в спокойное состояние канала).

Длина L передается в начале кодового предложения и для форматов FT 1.1 не превышает 127, для форматов FT 1.2, FT 2 и FT 3 – 255 информационных слов.

При фиксации ошибок в предложении (в соответствии с правилами передачи соответствующего формата кадра) оно бракуется приемником. Перед посылкой следующего кодового предложения необходим определенный минимальный интервал спокойного состояния линии. Длительность интервала спокойного состояния линии задается для каждого стандартного кодового формата.

Протоколы синхронной передачи данных. Протокол HDLC (High – Level Data Link Control – Управление каналом передачи данных высокого уровня) – один из наиболее распространенных протоколов в системах связи, используемых для передачи данных различного назначения [29]. Он предложен фирмой IBM и принят в качестве стандарта Международного консультативного комитета по телеграфии и телефонии (МККТТ). В стандартах МЭК по телемеханике наряду с протоколами асинхронной передачи ставится также вопрос об использовании протокола HDLC для синхронной передачи в системах телемеханики.

Кодирование сообщений в протокол обмена информацией в системе АИСТ (адаптивная информационная система телемеханики – радиальная многоточечная структура). Информация, циркулирующая в системе АИСТ, подразделяется на рабочую и служебную. К рабочей информации относятся сообщения, определяющие рабочие функции системы [30]:

ТИ – телеизмерение текущих значений от аналоговых и цифровых датчиков;

ТС – телесигнализация положения двухпозиционных объектов;

ТСЧ – телесчет – передача показаний счетчиков электроэнергии от специальных датчиков телеизмерения энергии (ТИЭ) в системе АИСТ;

ТУ – телеуправление двухпозиционными и многопозиционными объектами в системе АИСТ-РС;

ЦБИ – цифробуквенная информация;

РТИ, РТС – ретрансляция ТИ и ТС на диспетчерский пункт вышестоящего диспетчерского управления;

РТУ – ретрансляция команд телеуправления на контролируемый пункт (КП) нижестоящего уровня (в системе АИСТ-РС).

Служебная информация объединяет сообщения о режимах передачи, квитанции и пр.

Передача сообщений от всех КП к пункту управления производится по независимым дуплексным каналам связи непрерывно в обоих направлениях (от КП к ПУ – прямой и от ПУ к КП – обратный канал). При этом используется синхронный метод передачи сигналов. Длина одного сообщения (кодового слова) составляет 24 бита, последовательность из 32 кодовых слов образует кадр. Первое кодовое слово

«Маркер» служит для синхронизации кадров и образуется 24-битной комбинацией 0110 0110 0110 1001 1001 1001 (число 666999 в двоично-шестнадцатеричном коде). Расстояние Хэмминга для маркерного слова равно 6 («прозрачный» маркер).

Все сообщения кодируются специальным кодом АИСТ (групповой помехозащищенный код с кодовым расстоянием $d = 4$). Длина кодовых слов 24 бита, из которых 16 информационных и 8 контрольных. 24 разряда кодового слова разбиваются на три байта: первый байт – адрес слова, второй байт – информация, третий байт – защита.

Кодирование и передача ТИ, ТС. Каждый параметр ТИ или группа из 8 ТС кодируется одним кодовым словом (24, 16), содержащим 8 бит адреса ТИ (или группы ТС), 8 информационных бит (256 дискретных уровней параметра ТИ либо 8 двухпозиционных ТС) и 8 контрольных бит. Таким образом с каждого КП может передаваться до 256 байт (ТИ + ТС).

Передача и кодирование сообщений в системе ГРАНИТ. Сообщение с КП на ПУ передается в двух режимах: либо по вызову с ПУ, либо автоматически – при изменении ТС или по результатам сравнения с ранее переданными значениями [29, 30]. Приемник подтверждает полученную информацию посылкой квитирующего сигнала по обратному каналу (положительное квитирование). При отсутствии квитанции в течение 5...10 с источник информации автоматически повторяет несквитированную информацию.

Обмен информацией между пунктами передачи и приема осуществляется по методу синхронной передачи данных в соответствии с протоколом синхронной передачи информации HDLC. Сеанс связи начинается с обмена служебными кадрами между передающей и приемной станциями. Служебный кадр содержит 6 байт.

Первый и последний байты (флаг) предназначены для обозначения начала и конца кадра. Флаг всегда передается фиксированным значением 01111110 и выполняет роль синхрокода (маркера). В передаваемой последовательности бит только маркер имеет шесть единиц подряд. Во всех остальных байтах через каждые пять следующих подряд единиц вставляется ноль (битстаффинг), чтобы отличить маркер от всех остальных видов сообщений. Такой маркер называется прозрачным, т.е. легко отличимым в последовательности передаваемых бит.

Байт-адрес содержит адрес отправителя (получателя) сообщений.

В байте управления передаются сообщения, необходимые для установления связи между передатчиком и приемником: «готов (не готов) к приему», «ошибка при приеме» и пр.

Далее следуют два байта защиты от ошибок в соответствии с правилами защиты циклических кодов [порождающий полином $P(x)$] и байт окончания кадра, повторяющий первый байт-флаг.

Информационный кадр имеет длину 22 байта и отличается от служебного кадра тем, что после байта управления передаются до 16 байт информации. Кроме того, в байте управления передаются сообщения, определяющие вид посылок (данные, квитанция, вызов, запрос и т.п.), и функциональные адреса информации (ТС, ТИ, ТУ и т.п.).

Между передачами информационных кадров (при отсутствии новой информации) в канал связи посылаются чередующиеся единицы и нули (меандр), которые используются для поддержания синхронной работы тактовых генераторов передатчика и приемника.

3.3. ДИАЛОГОВЫЕ ПРОЦЕДУРЫ ПЕРЕДАЧИ ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

В процессе функционирования телемеханических систем, куда входят станции, передающие информацию, и станции, принимающие информацию, между станциями осуществляется определенный обмен (диалог) служебной информацией, обеспечивающий заданный уровень достоверности передаваемых сообщений. В зависимости от конфигурации системы, используемых каналов связи, важности передаваемых сообщений процедуры обмена информацией между станциями могут быть различными.

В стандартах МЭК по телемеханике предусматриваются три класса диалоговых процедур на канальном уровне протокола передачи информации [29]:

- класс S1 – посылка без ответа: передача информации от передающей станции, не требующая ответа (подтверждения, квитанции) от принимающей станции;
- класс S2 – посылка с подтверждением: передача информации, требующая подтверждения (квитанция);
- класс S3 – запрос – ответ: передача информации по запросу (в ответ на запрос).

По диалоговым процедурам различаются первичные и вторичные станции телемеханической системы. Первичная станция – это станция, инициирующая диалог, т.е. вызывающая передачи сообщений. Для классов S1 и S2 передающая станция является первичной, поскольку по ее инициативе начинается передача данных, а принимающая станция – вторичной. Для класса S3 первичной является запрашивающая станция, которая требует передачи сообщений от вторичной станции.

Процедура класса S1 (посылка без ответа) не обеспечивает защиты от потери передаваемых сообщений. Это означает, что сообщение не восстанавливается, если оно забраковано приемной станцией или если приемная станция не может принять его из-за переполнения бу-

фера памяти. Процедура класса S1 используется в циклических системах с опросом или в симплексных системах передачи информации без обратного канала. Ошибки в кадре, обнаруженные при приеме, вызывают потерю сообщений.

Процедура класса S2 предусматривает подтверждение (квитирование) приемником предназначенной ему передачи. Применяется в системах передачи случайных, спорадически возникающих сообщений. Процедура посылки с подтверждением принимается для передачи важных сообщений, а также команд (например, ТУ, уставки и т.п.).

Процедура класса S3 предусматривает получение информации от КП по запросу ПУ. При невозможности (по той или иной причине) передачи сообщений КП должен ответить отрицательной «квитанцией» (КВО). При обнаружении ошибок при приеме ответа или при получении КВО запрос повторяется заданное число раз, после чего на вышестоящий уровень протокола передачи передается сигнал «неисправность системы».

Процедуры классов S2 и S3 предусматривают непрерывный диалог между передающей и принимающей станциями и требуют двусторонней связи между ними (дуплексные либо полудуплексные каналы). Процедура обмена информацией между станциями должна занимать «одно окно» (размер информационного окна равен единице). Это означает, что запрашиваемая станция принимает запрос на передачу новых сообщений только после успешного приема на ПУ предшествующей передачи либо после фиксации на ПУ ошибки при приеме. Для процедуры класса S2 это означает, что новая посылка данных возможна лишь после того, как предшествующая передача полностью окончена, т.е. либо получена квитанция об успешном приеме данных, либо зафиксирована ошибка, требующая их повторения (через определенный интервал времени). Для процедуры S3 запрашиваемый КП принимает запрос на передачу новых сообщений только после успешного приема запрашивающим ПУ предшествующей передачи либо после фиксации на ПУ ошибки при приеме. Число запросов и интервал времени между последующими после ошибки передачами определяется специальными правилами.

По диалоговым процедурам различаются небалансные и балансные системы телемеханики. В небалансных системах любая станция может быть первичной (передающей или запрашивающей), т.е. выполнять функции КП и ПУ. В балансных системах первичные и вторичные станции зафиксированы, обычно одна станция (ПУ) является главной (запрашивающей), остальные станции – запрашиваемыми или передающими информацию (КП).

Для небалансных систем характерны многоточечные структуры с полудуплексными или дуплексными каналами связи, т.е. с разделением во времени передачи КП – ПУ. Балансные системы обычно используют структуру «точка–точка» и дуплексные каналы связи с независимой и одновременной передачей данных в обоих направлениях.

Таким образом, сбор и обработка информации в АСОТУ сетей обеспечивается специальными методами кодирования и стандартными диалоговыми процедурами телемеханической передачи для выполнения функций надежного контроля основных параметров электрооборудования сетевых комплексов.

3.4. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СЕТИ ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

Информационное обеспечение сети передачи информации (СПИ) в электроэнергетике характеризуется составом и способами передачи информации, необходимой для решения задач автоматизированных информационно-измерительных систем различных уровней управления [19, 29].

Поскольку задачи ИИС в зависимости от заблаговременности их решения разбиты на две подсистемы: планирования режимов и оперативного управления – информационное обеспечение также целесообразно рассматривать в рамках каждой из этих подсистем.

Планирование режимов. Функционирование подсистемы планирования режимов обеспечивается с помощью:

- оперативно-технологической информации, передаваемой из подсистемы оперативного управления (архивы телеинформации, данные суточной диспетчерской ведомости);
- производственно-технической (ПТИ) и производственно-статистической (ПСИ) информации.

В состав ПТИ входят данные, необходимые для краткосрочного и долгосрочного планирования режимов (прогнозы электропотребления, ожидаемый состав и экономические характеристики электрооборудования, ремонтные заявки на оборудование, прогноз метеословий и др.), а также исходные данные для расчетов перспективных электрических режимов, выбора уставок РЗА. Кроме того, в рамках ПТИ формируются и передаются в соответствии с иерархией управления плановые задания по ведению режима (производственно-статистическая информация – графики мощности и лимиты потребления, режимные ограничения, уставки РЗА и др.).

В состав ПСИ входит в основном информация для решения задач долгосрочного планирования и коммерческих взаиморасчетов между энергосистемами (РСК) (фактические балансы мощности, электрической энергии, метеоданные и т.п.).

Поступление ПТИ и ПСИ в ОИК РСК определяется периодичностью решения соответствующих задач. Большая часть этой информации передается ежедневно в регламентируемом объеме и регламентное время (исходные данные для суточного планирования режимов, суточные балансы мощности, электрической энергии, плановые задания по мощности и т.п.).

Время доставки этой информации обычно не превышает несколько десятков минут. Поступление остальной информации осуществляется в недельном, месячном, квартальном цикле либо по мере необходимости. Допустимая задержка от нескольких часов до суток.

Сбор и передача ПТИ и ПСИ на уровне ПС-110 кВ – РСК обычно осуществляется по телефону. Передача на уровне ДП РЭС – ДП РСК производится в основном автоматизированным путем с помощью межмашинного обмена. Обмен информацией в ОИК между подсистемами оперативного управления и планирования режимов должно осуществляться автоматически с циклами от 1 ч до 1 суток.

Оперативное управление. Информация, обеспечивающая функционирование подсистемы оперативного управления, может быть названа оперативно-технологической информацией (ОТИ), характеризующей текущее состояние и режим объекта управления (ПС-110 кВ). Часть ОТИ, формирование и передача которой осуществляется полностью автоматически (датчик – устройство ТМ – ОИК), в реальном времени называется телеинформацией. В состав телеинформации входят [19]:

- телеизмерения параметров режима электросетевого комплекса 110 кВ РСК (активная и реактивная мощность линий электропередач и трансформаторов, напряжение и частота в узловых точках сети, потребление и перетоки электроэнергии и т.п.);

- телесигналы, отражающие положение коммутационного оборудования контролируемой электрической сети 110 кВ (выключателей, разъединителей), настройку, состояние и факты срабатывания устройств автоматического управления, а также состояние средств и систем диспетчерского управления (сигналы неисправности устройств и каналов ТМ и т.п.).

В соответствии с иерархией оперативно-диспетчерского управления определенная часть ТИ и ТС (обычно 10...20% общего объема, поступающего в ОИК РЭС) ретранслируется в ОИК верхнего уровня управления РСК. Другая часть ОТИ отличается от телеинформации прежде всего тем, что источниками ее формирования являются не датчики, а дежурный персонал подстанций 110 кВ.

Периодическая информация. Передача этой информации осуществляется по мере возникновения тех или иных событий периодически (но с относительно большим циклом времени, например, 1 раз в час) или несколько раз в сутки в регламентированное время. Обычно с ПС-110 кВ эта информация передается по телефону на ближайший по уровню иерархии ДП РЭС, а дальнейшая передача осуществляется либо таким же образом, либо автоматизированным путем (ручной ввод в ЭВМ ОИК и далее с помощью межмашинного обмена).

В состав этой информации входят:

- данные суточной диспетчерской ведомости (параметры баланса активной мощности, отдельные межсистемные перетоки и др.);
- фактические и планируемые изменения состава оборудования и его характеристики, ввод/вывод электротехнического оборудования, средств РЗА и др.;
- сообщения об аварийных событиях на контролируемом оборудовании, содержащие как количественные данные, так и необходимые комментарии и разъяснения.

Кроме рассмотренной выше информации, передаваемой «снизу – вверх» (ПС-110 кВ – РЭС – РСК), в состав ОТИ входит информация, передаваемая в обратном направлении: во-первых, это некоторые параметры режима (телеинформация, данные суточной диспетчерской ведомости), которые по техническим причинам необходимо ретранслировать через ОИК более высокого ранга управления; во-вторых, это все команды диспетчера по управлению режимами электросетевого комплекса 110 кВ и переключениями в электрической сети, а также по вводу-выводу и измерению настроек и систем автоматического управления.

В процессе развития ОИК наблюдается устойчивая тенденция к всеобщей автоматизации формирования и передачи периодической части ОТИ; так, в частности, в ряде РСК суточная ведомость реализуется на базе ТИ. На уровне ДЦ РДУ – ЦУС РСК автоматизирован сбор информации о выводе в ремонт и вводе в работу крупных ПС-110 кВ.

Таким образом, в РСК информационным обеспечением в подсистеме планирования режима электросетевого комплекса является: оперативно-технологическая, производственно-техническая и производственно-статистическая информация. В подсистеме оперативного управления ОТИ формируется автоматически (техническими средствами в виде телеинформации) и периодически (дежурным персоналом подстанций в виде сообщений по телефону).

Подсеть телеинформации представляет собой иерархическую структуру. На ПС-110 кВ обычно устанавливаются передатчики (для

подсети автоматического управления) и приемники ТМ, передающие телеинформацию на ближайший и следующий по уровням управления диспетчерские пункты по дублированным каналам ТМ. На ДП РЭС и ЦУС РСК каналы ТМ вводят в центральные приемопередающие станции. ЦППС РСК обеспечивает прием и передачу в ОИК полного объема телеинформации, ретрансляцию необходимого объема ТИ, ТС в ЦППС РСК и ДП соседних РСК, а также обмен со смежными ЦППС.

Структура подсистем обеспечивает высокую надежность передачи телеинформации за счет не только дублирования каналов ТМ, но и резервирования трактов передачи.

В силу исторических обстоятельств подстанции в пределах одной РСК оснащены разнотипными, преимущественно аппаратными, устройствами ТМ, отличающимися протоколами и дисциплиной передачи информации. В связи с этим одним из важнейших качеств ЦППС является возможность одновременной работы с различными устройствами ТМ. Эта функция обеспечивается использованием в составе программируемых адаптеров, настраиваемых на соответствующий протокол обмена. Другой важнейшей функцией ЦППС является то, что наряду с ретрансляцией телеинформации по тому же каналу ТМ она может обеспечить обмен информацией между ОИК разных уровней управления.

Для постепенной замены устаревших – разработаны и выпускаются УТМ на базе современных интеллектуальных микропроцессоров. Эти устройства, как правило, имеют распределенную модульную структуру, позволяющую наращивать объем вводимой от датчиков информации, обладают мощными вычислительными возможностями (программируемым протоколом и архивированием, сервисными возможностями и возможностью достоверизации, цифрового суммирования и др.), широким диапазоном скоростей передачи, возможностью стыковки с другими компьютерными системами (АСУ ТП) и т.п.

Повышение достоверности телеинформации в ОИК осуществляется программными методами. В основном они сводятся к обнаружению и идентификации недостоверных ТИ по следующим критериям:

- получение сигнала неисправности канала «низового» УТМ или ЦППС;
- выход параметра за пределы шкалы измерения;
- «необновление» параметра в течение заданного отрезка времени;
- повторяющиеся резкие колебания параметров в течение заданного отрезка времени.

Наиболее перспективным является применение методов оценивания состояния для выявления недостоверных ТИ и их замены оценен-

ными значениями. Широкое применение этих методов сдерживается недостаточной наблюдаемостью контролируемой сети 110 кВ (малый объем ТИ) и сравнительно невысокой производительностью ЭВМ для решения этой задачи в реальном времени.

Вопросы, рассмотренные выше, касались преимущественно подсети телеинформации. Все структурные, технические и методические положения распространяются и на подсеть автоматического управления (кроме передачи средств ТМ).

Автоматическое управление. В данной подсети чаще всего используются отдельные ЦППС, каналы ТМ и устройства УТМ. Основные особенности этих подсетей [29]:

- одноступенчатая передача телеинформации и управляющих команд (без ретрансляции);
- преимущественное использование малоканальных УТМ (в связи с существенно меньшим по сравнению с подсетью телеинформации объемом информации и стремлением сократить время доставки);
- более сложная программно-аппаратная система повышения надежности передачи телеинформации и управляющих команд.

Как правило, между ЦППС подсетей телеинформации и автоматического управления существует обмен телеинформацией, обеспечивающий избыточность контролируемых параметров в каждой из подсистем АСОТУ верхнего уровня РСК.

Таким образом, в качестве оконечных устройств на подстанциях 110 и 35 кВ в РЭС обычно установлены разнообразные устройства телемеханики, как правило, аппаратного типа с различными протоколами обмена данными. Поэтому одной из составляющих конкретной цели развития сети передачи в РСК, на данном этапе, является замена устаревших УТМ современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, с более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения.

3.5. ТЕЛЕИНФОРМАЦИОННЫЕ СЕТИ КОНТРОЛЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Техническая политика ОАО «МРСК Центра» в области создания и развития единой телекоммуникационной сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ) на период до 2015 г. [31, 32] направлена на повышение эффективности функционирования и обеспечение качественных показателей при решении задач всего технологического процесса электросетевого комплекса 35 и 110 кВ РСК.

В РСК организация проектирования и подключения каналов связи к ЕТССЭ выполняется с соблюдением следующих основных принципов:

- подстанции, диспетчерские пункты, центры управления сетей подключаются к ЕТССЭ через узлы доступа по двум цифровым каналам (основному и резервному), проходящим по географически разнесенным трассам или организованным по разным средам передачи;
- на переходный период допускается использовать оборудование, обеспечивающее преобразование аналоговых каналов в цифровые каналы, а также допускается использовать один канал аналоговый;
- пропускная способность (емкость) основного и резервного цифровых каналов должна обеспечивать передачу телефонных и телеметрических сообщений с учетом перспективного развития системы диспетчерского и технологического управления;
- передача информации в ЕТССЭ обеспечивается по схеме «точка–точка» следующих объектов в любых комбинациях: ПС – ДП РЭС – ЦУС РСК;
- телеметрическая информация с ПС должна передаваться без промежуточной обработки (ретрансляции) напрямую на ДП района электрической сети, производственного отделения электрических сетей или ЦУС РСК;
- до перехода на цифровые каналы телеметрическая информация с ПС может передаваться в ДП РЭС или ЦУС РСК не более чем с одной ступенью обработки;
- оперативно-диспетчерская телефонная связь осуществляется без набора номера с подключением устройств регистрации переговоров;
- производственно-технологическая телефонная связь может осуществляться по дополнительным каналам связи.

Дальнейшая централизация диспетчерского управления в РСК за счет построения единого информационного пространства (создание цифровых каналов связи и сети высокоскоростной передачи данных IP VPN до всех ДП РЭС и ПС 110 кВ) позволит реструктуризировать имеющуюся систему оперативно-технологического и административного управления с сокращением обслуживающего персонала.

В соответствии с иерархией диспетчерского управления оперативно-информационные комплексы ЦУС РСК и ДП РЭС должны быть связаны между собой телекоммуникационной ведомственной сетью передачи информации, которая включает в себя: первичную сеть и группу вторичных сетей РСК.

Первичная сеть содержит, собственно, каналы связи и коммутационную технику в виде автоматических телефонных станций (АТС):

- ведомственные телефонные каналы, иерархически связывающие диспетчерские телефонные коммутаторы (на уровне РСК – РЭС каналы, арендованные у Минсвязи России и собственные);

- междугородние телефонные каналы общего назначения, доступ к которым осуществляется за счет связи между АТС диспетчерских пунктов и телефонных станций соответствующих городов;

- междугородние телефонные каналы общего назначения.

Вторичная сеть. На базе каналов связи первичных сетей с помощью соответствующего оконечного оборудования организованы вторичные сети:

- сеть диспетчерских телефонных переговоров (СДТП);

- сеть телефонных переговоров технологического персонала диспетчерских пунктов (СТТП);

- сеть передачи оперативно-технологической информации (СПОТИ);

- телеинформационная сеть (ТИС).

Вторичные сети диспетчерских телефонных переговоров, технологических телефонных переговоров и передачи оперативно-технологической информации в РСК используют оставшуюся часть частотного спектра (330...2400 Гц) телефонных каналов ведомственной сети. При этом абоненты СДТП (диспетчерский персонал) обладают преимущественным правом захвата канала по сравнению с абонентами СТТП и СПОТИ.

Оконечным оборудованием СДТП являются диспетчерские телефонные коммутаторы, обеспечивающие связь между диспетчерами разных ДП без набора номера (нажатием соответствующих кнопок или тумблеров). Абоненты СТТП и СПОТИ связываются между собой через АТС ДП, набирая сокращенный номер. Оконечным оборудованием СПОТИ являются коммуникационные серверы, включенные в локальную сеть и оснащенные модемами различных типов.

Комбинированное использование каналов телекоммуникационной сети для ТИС и СДТП, СТТП и СПОТИ в РСК имеет ряд недостатков, определяемых уплотнением каналов, т.е. сужением частотной полосы. Применение уплотненных каналов для речевых сообщений (СДТП, СТТП) приводит к снижению качества речи, а для передачи данных – к снижению скорости передачи.

Кроме того, комбинированное использование каналов замедляет процедуру организации связи из-за конкуренции между абонентами различных вторичных сетей. Существенным недостатком, снижающим надежность и оперативность организации обмена данными в СПОТИ,

является применение на многих ДП РЭС РСК устаревших релейно-аналоговых, а не современных цифровых АТС.

Следовательно, в РСК основными направлениями развития телекоммуникационной сети являются для:

СДТП и СТТП – использование на всех уровнях управления не менее двух неуплотненных коммутируемых телефонных каналов, а также постепенная замена устаревших релейно-аналоговых диспетчерских телефонных коммутаторов на электронные;

СПОТИ – выделение одного неуплотненного прямого (некоммутируемого) телефонного канала с возможностью его резервирования каналами СДТП и СТТП. Необходимость такого решения диктуется возрастающим объемом информации, циркулирующей в СПОТИ (технологическая и коммерческая, связанная с функционированием оптового рынка электрической энергии и мощности, информация по АСКУЭ и др.).

Телеинформационная сеть. Как известно, ТИС в РСК предназначена для автоматического обмена телеинформацией (телеизмерениями – ТИ и телесигналами – ТС, командами телеуправления – ТУ и телерегулирования – ТР) между устройствами телемеханики, установленными на ПС-110 и 35 кВ, и центральными приемопередающими станциями ОИК, установленными на диспетчерских пунктах РЭС и ЦУС РСК.

Данная информация обеспечивает функционирование подсистем АСОТУ РСК: SCADA и противоаварийной автоматики. Передача информации осуществляется со скоростью 50...300 бит/с по некоммутируемым, как правило, дублированным каналам, образованным путем уплотнения частотного спектра телефонных каналов ведомственной сети. В качестве оконечных устройств на ПС-110 и 35 кВ установлены разнообразные УТМ, как правило, аппаратного типа с различными протоколами обмена данными.

Основными недостатками существующей телеинформационной сети являются:

- недостаточный объем телеинформации, поступающей с ПС-110 и 35 кВ, что препятствует внедрению в ОИК современных программных средств оперативного контроля и управления;

- значительное количество устаревших устройств телемеханики, требующих замены;

- недостаточное применение современных программируемых устройств телемеханики с расширенными функциями по сбору, обработке и передаче информации;

- использование низкоскоростных каналов, что приводит к ограничению объема передаваемой телеинформации, увеличению вре-

мени запаздывания, возрастанию динамической погрешности на всех уровнях управления, неэффективности использования более современных протоколов передачи и др.

С учетом указанных недостатков основными направлениями развития ТИС в РСК являются:

- подготовка концепции развития ТИС РСК для обеспечения полноценной наблюдаемости электросетевого комплекса 110 кВ и в дальнейшем 35 кВ за счет дополнительных объемов ТИ, ТС и замены устаревших УТМ на ПС-110, 35 кВ современными и последующая поэтапная реализация этой концепции;

- замена устаревших УТМ современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, с более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, желательно с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения.

Отечественная и зарубежная аппаратура должна быть сертифицирована и предусматривать:

- возможность интеграции функций местного (АСУ ТП) и удаленного (УТМ) контроля, а также функций АСКУЭ;

- обеспечение увеличения скоростей передачи телеинформации за счет выделения для телеинформационной сети ТИС двух полных некоммутируемых телефонных каналов.

С учетом необходимых объемов телеинформации и времени ее доставки скорости передачи должны достигать на уровне: ПС-110, 35 кВ – ДП РЭС – ЦУС РСК 200...2400 бит/с.

Следовательно, для организации полноценной сети передачи информации в АСОТУ РСК необходимо создание концепции развития первичных сетей на базе цифровых АТС и вторичных сетей: телеинформационной сети ТИС на основе современных микропроцессорных систем с программируемыми функциями; диспетчерских телефонных переговоров и технологических телефонных переговоров на базе современных электронных телефонных коммутаторов; передачи оперативно-технологической информации на основе выделения некоммутируемого (прямого) телефонного канала с резервированием (возможно уплотненный частотный канал).

3.6. ЕДИНАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ СВЯЗИ ЭНЕРГЕТИКИ В РАМКАХ РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Генеральная схема создания и развития ЕТССЭ была одобрена Решением Правительственной комиссии по федеральной связи № 2 от 06.12.2006 «О результатах разработки Генеральной схемы создания

и развития ЕТССЭ на период до 2015 г.» и была скорректирована в 2008 г. в результате:

1. Окончания реформы электроэнергетики и создания организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью ОАО «ФСК ЕЭС» с возложением на нее функций обеспечения услугами связи предприятий электроэнергетики;

2. Изменения действующего законодательства в области связи и бурного развития сетей связи ведущих операторов.

ЕТССЭ – это технологическая сеть связи, предназначенная для обеспечения производственной деятельности предприятий электроэнергетики и управления технологическими процессами в производстве на всех уровнях иерархии управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации (звук, видео, данные).

ЕТССЭ обеспечивает:

– услуги телефонной и диспетчерской связи, а также производственно-технологическую связь, в том числе аудио- и видеоконференц-связь;

– предоставление технологических каналов связи для автоматизированных систем технологического управления, таких как: АСУ ТП, системы сбора-передачи технологической информации и телемеханики, автоматизированные системы оперативно-технологического управления, автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии и корпоративные системы управления ресурсами и др.;

– предоставление технологического канала связи для релейной защиты и противоаварийной автоматики и передачу данных;

– услуги передачи данных для корпоративных систем управления (АСУ Зарплата, систем документооборота, системы управления активами, АСУ технического обслуживания и ремонта и др.).

3.6.1. СТРУКТУРА ЕТССЭ В РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Генеральной схемой определены принципы создания и «взаимовязки» строящихся и существующих линий связи региональных сетевых компаний в единую сеть ЕТССЭ на основе единых организационно-технических решений для обеспечения надежного и эффективного функционирования их электросетевых комплексов в целом и при взаимодействии субъектов рынка электроэнергетики [19, 32].

ЕТССЭ в каждой региональной компании должна представлять собой совокупность своих региональных узлов связи и производственных отделений электрических сетей, которые объединяются магист-

ральными линиями связи по радиально-кольцевому принципу со своими энергообъектами (подстанциями), а также через окружные ОУС и центральные ЦУМС узлы связи с объектами электроэнергетики федеральной сетевой компании и других субъектов.

ЕТССЭ в региональных сетевых компаниях должна создаваться на базе [28]:

- широко внедряемых современных цифровых коммутационных узлов и строительства сетей волоконно-оптических линий связи;
- радиорелейных линий (РРЛ) и развертывания систем спутниковой связи (ССС);
- цифровой подвижной радиосвязи и использования аппаратуры синхронной цифровой иерархии (SDH); применения технологии временного разделения каналов (TDM) и пакетной коммутации (IP).

ЕТССЭ в региональных сетевых компаниях по принципам построения и территориальному охвату, количеству применяемого оборудования, объему проводимых работ по ее созданию и эксплуатации будет сопоставима с сетями ведущих операторов связи в соответствующих административных регионах. В целом, общая протяженность опорной сети связи ОАО «ФСК ЕЭС» к 2015 г. будет составлять 64 400 км ВОЛС.

Из них 39 850 км будут приходиться на ресурсы, приобретенные и полученные за право прохода (т.е. права временного ограниченного использования инфраструктуры электроэнергетики для подвески, а также для эксплуатации ВОЛС, которые предоставляются собственником инфраструктуры на возмездной основе, в том числе в обмен на оптические волокна в создаваемой ВОЛС); 24 550 км составят собственное строительство в рамках технического перевооружения и строительства новых воздушных линий электропередачи. Строительство ВОЛС по ВЛ с применением оптического волокна, встроенного в грозотрос, является основной технологией создания ВОЛС ЕТССЭ.

3.6.2. ОСНОВНЫЕ ПОДСИСТЕМЫ ЕТССЭ РЕГИОНАЛЬНЫХ КОМПАНИЙ

В состав ЕТССЭ региональных сетевых компаний входят транспортная сеть и наложенные сети – передачи данных, телефонной связи и видеоконференцсвязи.

Транспортная сеть связи состоит из сети высокочастотной (ВЧ) связи, ВОЛС, резервной сети связи на арендованных каналах (Единой цифровой сети связи электроэнергетики – ЕЦССЭ), сети спутниковой связи и образует магистральный и распределительный сегменты ЕТССЭ. Волоконно-оптическая сеть связи является базовой сетью

ЕТССЭ. Создание сети обеспечивается подвеской на ВЛ электропередачи самонесущего кабеля либо встроенного в грозозащитный трос с использованием технологий PDH, SDH, IP поверх SDH, спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM).

Технология ВОЛС-ВЛ оптимальна для электроэнергетики и, в частности, для РСК, поскольку магистральные участки электрической сети ВЛ электропередачи и телекоммуникационных сетей могут соединяться как единое целое. Комбинированная инфраструктура максимально эффективно связывает источники информации и источники электрической энергии с их потребителями. По сравнению с другими сетями связи сеть ВОЛС обладает повышенными характеристиками по скорости и емкости, не подвержена внешним электромагнитным влияниям. При этом ВОЛС с использованием кабелей, подвешиваемых на опорах ВЛ, по статистике реже подвергаются механическим повреждениям, чем проложенные в грунте (например, обрыв кабеля, повреждение муфты и т.п.).

Анализ информационных потоков, возникающих при внедрении современных систем диспетчерского и технологического управления в региональных сетевых компаниях, показывает, что скорости передачи информации между объектами управления, функционирующими без постоянно действующего обслуживающего персонала, могут достигать десятков мегабит в секунду.

Создание ВОЛС-ВЛ наряду с модернизацией радиорелейных линий, вводом в эксплуатацию спутниковой связи и транкинговых радиосетей, техническим перевооружением кабельных линий и высокочастотной связи обеспечит «цифровизацию» опорной и вторичной сетей региональных сетевых компаний, что является базовым направлением развития Единой технологической сети связи электроэнергетики.

В то же время формирование системы ВОЛС на базе магистральных линий электропередач, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС», позволит создать основу для построения опорной сети телекоммуникаций для всей электроэнергетической отрасли Российской Федерации, отвечающей как современным технологическим требованиям, так и запросам рынка электроэнергии.

Наложенные сети ВЧ-связи по ВЛ электропередачи согласно [19] обеспечивают передачу примерно половины всей информации общей ЕТССЭ. Это специфический вид проводных каналов, где в качестве среды передачи сигналов используются фазные провода и тросы воздушных или жилы и оболочки кабельных линий электропередачи. По ВЧ-каналам передаются все виды информации, необходимые для управления функционированием энергосистем (региональных сетевых компаний) и их объединений, как в нормальных режимах, так и при аварийных ситуациях.

Роль ВЧ-каналов для релейной защиты и противоаварийной автоматики в электросетевых комплексах региональных сетевых компаний весьма значительна и обусловлена тем, что основными видами РЗ для ВЛ-110 кВ и выше являются ВЧ-защиты (дифференциально-фазные и дистанционные), составная часть которых – ВЧ-канал. Системы ВЧ-связи имеют достаточные надежность и эффективность при передаче сигналов РЗ и ПА, но не обладают требуемой пропускной способностью для передачи данных АСУ ТП объекта (подстанции). Кроме того, они малопригодны для передачи речевых сигналов из-за воздействия помех от коронных разрядов, особенно в периоды повышенной влажности, гололеда и налипания снега. С учетом этого оптимальными при организации каналов сети связи нижнего уровня для систем диспетчерского и технологического управления, РЗ и ПА являются волоконно-оптические системы передачи с резервированием системами ВЧ-связи (для передачи сигналов РЗ и ПА).

Региональные сетевые компании составом своих сетей входят также в Единую цифровую сеть связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) – универсальную структурированную сеть связи, которая предназначена для обеспечения взаимодействия предприятий электроэнергетики на всех уровнях иерархии управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации. В настоящее время это основная цифровая магистральная сеть, обеспечивающая соединение узлов связи, которая базируется на арендованных цифровых каналах связи. В перспективе сеть подлежит переключению на собственные ВОЛС с отказом от арендованных каналов.

ЕЦССЭ введена в эксплуатацию в июле 2005 г. (I и II этапы), в 2009 г. (III этап) она охватила: 74 энергосистемы (АО-энерго); восемь филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» – магистральных электрических сетей и 33 предприятия магистральных электрических сетей; исполнительный аппарат ОАО «ФСК ЕЭС»; филиалы ОАО «СО ЕЭС» (Системный оператор Единой энергетической системы); объединенные и региональные диспетчерские управления с обеспечением услуг телефонии, передачи данных и видеоконференцсвязи. Сеть спутниковой связи обеспечивает связь с удаленными энергообъектами и служит для передачи диспетчерско-технологической информации и сбора информации АСКУЭ.

По мере формирования опорно-транспортной сети связи на базе ВОЛС и фиксированных линий связи система спутниковой связи должна занять место резервной системы связи, обеспечивающей передачу согласованного минимума диспетчерско-технологической информации. Целевая архитектура ССС предусматривает размещение центральных «хабов» в региональных и окружных узлах связи и орга-

низацию каналов связи с подстанциями по «кустовому» принципу. Перевод спутниковых каналов связи ОАО «ФСК ЕЭС» в статус резервных позволит существенно снизить затраты на содержание ССС.

Телефонная связь организуется на базе телефонной сети связи электроэнергетики, построенной по радиально-узловому принципу, и обеспечивает взаимодействие с технологической сетью ОАО «СО ЕЭС». На сети отрасли задействованы учрежденческие производственные автоматические телефонные станции (УПАТС) различного типа: электромеханические, квазиэлектронные, электронные, цифровые и гибридные.

Основными направлениями модернизации телефонной сети связи в региональных сетевых компаниях являются создание опорной коммутационной сети электроэнергетики и внедрение цифровых УПАТС на объектах электроэнергетики (районы электрических сетей и производственные отделения электрических сетей). Современная цифровая техника предполагает использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров, дополнительные услуги и средства эффективного использования полосы пропускания канала связи, например, такие как голосовая компрессия.

3.6.3. ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

Исторически до начала формирования ЕТССЭ в ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» сеть связи в региональных сетевых компаниях (энергосистемах) была построена в основном с использованием аналогового оборудования связи с соответствующей системой организации эксплуатации. Эта система, в отличие от современных цифровых сетей, не предусматривает централизованного мониторинга и управления сетью. Особенности эксплуатации аналоговых систем связи также имеют существенные отличия от эксплуатации цифровых систем в части методики обслуживания и технологий предупреждения, раннего предупреждения, предотвращения аварийных ситуаций и методов организации резервирования.

Планы развития общей ЕТССЭ подразумевают в перспективе полную «цифровизацию» сети. Требования к показателям надежности сети обуславливают необходимость на этапе перехода к «цифре» обеспечивать функционирование как аналогового, так и цифрового сегментов с постепенным выводом из работы аналоговых систем связи. Это, в свою очередь, требует создания целостной системы управления ЕТССЭ и ее эксплуатации.

В итоге, перед эксплуатационными подразделениями ЕТССЭ каждой региональной сетевой компании стоят следующие задачи:

1. Для обеспечения надежности создаваемых цифровых систем связи требуются построение единой системы управления и обслуживания ЕТССЭ и выработка скоординированной технической и технологической политики;

2. Для сохранения надежности существующих средств диспетчерского технологического управления (СДТУ) и сети связи в переходный период необходимо обеспечение: ремонтно-эксплуатационного обслуживания действующих (старых) систем СДТУ и систем связи ЕТССЭ; планирования и сопровождения вывода из эксплуатации устаревшего оборудования и систем; «бесшовного» перехода к цифровым системам связи.

3. Для повышения эффективности эксплуатационной деятельности и создания условий для реализации стратегических целей эксплуатационной политики ОАО «ФСК ЕЭС» в региональных сетевых компаниях определяются приоритетные направления: повышение эффективности эксплуатационной деятельности; разработка и пересмотр нормативно-технической документации; повышение квалификации персонала.

С целью достижения поставленных задач реализуются следующие функции: проведение инвентаризации и классификации существующих сетевых ресурсов; создание эффективной системы контроля качества потребляемых услуг; формирование централизованной системы эксплуатации на основе мирового опыта и международных стандартов.

Последнее предполагает организацию единой службы мониторинга и диспетчеризации инцидентов; создание и внедрение единого каталога телекоммуникационных услуг; создание системы инвентаризации сетевых объектов и услуг; внедрение процессов поддержки актуального состояния сетевой информационной модели; создание единой системы планирования, формирования и обращения резервного фонда оборудования.

Таким образом, несмотря на то, что перечисленные задачи требуют нового уровня квалификации персонала и значительных инвестиций, реализация планов по созданию и эксплуатации Единой технологической сети связи электроэнергетики региональных сетевых компаний позволит обеспечить устойчивое развитие их электросетевых комплексов и информационно-измерительных систем в целом на годы вперед.

Расчет эффективности внедрения современной ИИС в региональной сетевой компании рассмотрен ниже в четвертой главе.

ВЫВОДЫ

1. Рассмотрены: теория информации, стандартные кодовые форматы передачи информации, комплекс диалоговых процедур телемеханической передачи применительно к оперативно-технологическому управлению и информационным телемеханическим системам для электроэнергетических систем.

2. Для сети передачи информации в РСК необходима полноценная организация:

- информационного обеспечения в подсистемах планирования режима и оперативного управления электросетевым комплексом 110 и 35 кВ на основе оперативно-технологической, производственно-технической и производственно-статистической информации;

- замены устаревших устройств телемеханики современными микропроцессорными системами с программируемыми функциями, более высоким классом точности, как правило, сетевой структуры, с возможностью непосредственного подключения к измерительным трансформаторам тока и напряжения;

- первичных сетей на базе современных цифровых АТС и вторичных сетей на основе телеинформационной сети и оконечного обслуживания связи с выделением некоммутируемого (прямого) телефонного канала с резервированием для каждого РЭС.

3. Для обеспечения надежности создаваемых цифровых систем связи требуются построение единой системы управления и обслуживания ЕТССЭ и выработка скоординированной технической и технологической политики;

4. Для сохранения надежности существующих средств диспетчерского технологического управления и сети связи в переходный период необходимо обеспечение: ремонтно-эксплуатационного обслуживания действующих (старых) систем СДТУ и систем связи ЕТССЭ; планирования и сопровождения вывода из эксплуатации устаревшего оборудования и систем; «бесшовного» перехода к цифровым системам связи.

5. Для повышения эффективности эксплуатационной деятельности и создания условий для реализации стратегических целей эксплуатационной политики ОАО «ФСК ЕЭС» в региональных сетевых компаниях определяются приоритетные направления: повышение эффективности эксплуатационной деятельности, разработка и пересмотр нормативно-технической документации, а также повышение квалификации технологического персонала.

4. ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА И РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ ВНЕДРЕНИЯ В РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Рассмотрены информационно-измерительная система центра управления сетей и системный подход к оперативно-технологическому управлению на современном этапе, проведена систематизация обобщающих и частных показателей региональной сетевой компании, произведена оценка экономической эффективности внедрения комплекса информационно-измерительной системы в региональных сетевых компаниях.

В современных условиях в каждой РСК назрели первоочередные задачи по комплексной автоматизации электросетевых комплексов, повышению качества и эффективности функционирования с учетом региональных особенностей. Вместе с тем, повышение эффективности эксплуатации электросетевого комплекса РСК не следует проводить только путем их модернизации на прежней технологической базе с использованием морально устаревших технических решений. Необходимы инвестиции в сетевые объекты на новой для электроэнергетики технической основе, а политика в области развития средств автоматизации электросетевого комплекса РСК должна предусматривать использование интеллектуальных комплексов ИИС ЦУС [12, 33].

4.1. ИНФОСИСТЕМА ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕЙ

Комплекс современных интеллектуальных микропроцессорных средств сбора, обработки и хранения информации и системный подход к процессу оперативно-технологического управления с целью обеспечения эффективного контроля распределения и потребления энергии в электросетевом комплексе определим как инфосистема центра управления сетей РСК (далее инфосистема (ИС)).

В настоящее время оборудование средств автоматизации практически в каждой РСК выработало свой ресурс, а его технические и экономические показатели не соответствуют современным требованиям. Поэтому частичной модернизации подлежит только то оборудование, которому целесообразно продлить ресурс, а остальное нужно кардинально «реанимировать».

В этих условиях создаваемая по целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ИС должна на высоком технологическом уровне обеспечить весь состав операционных и неоперационных функций управления электросетевым ком-

плексом 35 и 110 кВ. При разработке инфосистемы требования, основанные на типовых решениях, должны быть уточнены, конкретизированы и детализированы с учетом специфических условий ее создания, функционирования и эксплуатации.

В то же время состав программно-аппаратных средств ИС должен выбираться с учетом перспективы развития различных подсистем, во многом ориентированных на создание современной инфраструктуры, обеспечивающей сбор, передачу в инфосистему расширенного объема оперативной и неоперативной информации и выполнение функций управления процессами эксплуатации электросетевого комплекса 35 и 110 кВ РСК.

Поэтому задача внедрения ИС на основе способов и методов комплексной автоматизации и системного подхода к процессу оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ, повышающих надежность и эффективность его функционирования, является первоочередной для каждой РСК.

В современных условиях инфосистема в техносociальной инфраструктуре РСК приобретает иное качественное значение [12] (рис. 4.1).

Контур преобразований и обращения с техническими микропроцессорными средствами сбора и передачи, обработки и хранения информации, а также персоналом, осуществляющим эти действия с информацией, представляет собственно инфосистему ЦУС, миссия которой – производство и создание информационной и технологической среды для обеспечения эффективного управления ее ресурсами.

Контур преобразований и обращения информации в ИС может быть замкнут звеном «б – 1», под которым понимается представление и сбор информации техническими средствами или человеком. Вместе с тем, информация может поступать обратно к человеку или техническим средствам для определенных воздействий. Например, некоторые операции могут отсутствовать, тогда будут иметь место сокращенные циклы обращения: «1 – 2»; «1 – 2 – б»; «1 – 2 – 3 – б» и др.



Рис. 4.1. Инфосистема ЦУС РСК

Отсюда следует, что интеллектуально развитая ИС должна содержать все устройства контроля и управления, измерения и вычисления, нормативно-справочную информацию, а также профессионально обученный персонал.

С этой точки зрения, миссия интеллектуальной ИС вновь создаваемого ЦУС должна состоять в производстве квалифицированным персоналом необходимой РСК информации для создания информационной и технологической среды в целях эффективного управления ее ресурсами и электросетевым комплексом 35 и 110 кВ.

В системе управления этим комплексом в ИС должны быть выделены три уровня: оперативно-диспетчерский, диспетчерско-технологический и информационно-аналитический.

Задачи оперативно-диспетчерского уровня:

- оперативный контроль и отображение текущих режимов и состояния схемы и оборудования основной электрической сети;
- управление оперативными переключениями в электрических сетях;
- диспетчерский тренажер;
- информационно-технологическая поддержка диспетчерского персонала ЦУС.

Задачи диспетчерско-технологического уровня управления процессами ремонтов и эксплуатационного обслуживания электрических сетей:

- контроль и представление на диспетчерский щит и АРМ персонала информации о режиме и состоянии сети;
- управление оперативными переключениями для вывода оборудования в ремонт и из ремонта;
- диспетчерское ведение заявок на работы по ремонту и эксплуатационному обслуживанию сетей.

Задачи информационно-аналитической деятельности должны включать расчеты:

- потерь электроэнергии в сетях;
- пропускной способности сетей;
- баланса электроэнергии по сетям;
- токов короткого замыкания и др.

При решении задач всех уровней возникает потребность в соответствующих данных, получение которых должно происходить путем запросов в инфосистему ЦУС. Современные информационные технологии, т.е. система методов и способов сбора, передачи и накопления, обработки и хранения информации, позволяют обработать запросы и, ис-

пользуя имеющуюся информацию, сформировать ответы на эти запросы. Поэтому на каждом уровне управления появляется информация, служащая основой для принятия соответствующих решений.

В результате применения информационных технологий к информационным ресурсам создается некая новая продукция или информация в новой форме, которая является информационными продуктом и услугой инфосистемы РСК.

Информационная услуга – специфическая услуга, когда некоторое информационное содержание в виде совокупности данных, сформированное производителем для распространения в вещественной и невещественной форме, предоставляется в пользование потребителю, т.е. РЭС и другим структурным подразделениям РСК «Тамбовэнерго». В инфосистеме РСК появляется возможность целостно и комплексно предоставить потребителю все, что происходит с электросетевым комплексом 35 и 110 кВ, поскольку все факторы и ресурсы будут отображены в единой информационной форме в виде данных.

Инфосистема должна подразделяться на две подсистемы: *функциональную и обеспечивающую*. Функциональная часть в виде решаемых задач рассмотрена выше.

Обеспечивающая подсистема включает следующие элементы:

- техническое обеспечение, т.е. совокупность технических средств, обеспечивающих обработку и передачу информационных потоков;
- информационное обеспечение, включающее различные справочники, классификаторы, кодификаторы, средства формализованного описания данных;
- математическое обеспечение, т.е. совокупность методов решения функциональных задач.

Следовательно, инфосистема с полным циклом – от планирования управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ в РЭС РСК до анализа результатов своей деятельности – способна предоставлять актуальную и достоверную информацию, необходимую для регистрации, анализа и выполнения технологических операций, специалистам ЦУС, РЭС и структурных подразделений РСК.

4.2. МЕТОД РАСЧЕТНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Экономическая цель функционирования каждой РСК – минимизация расходов в целом, снижение себестоимости отпуска электроэнергии потребителям, получение максимальной прибыли. Вместе с тем, РСК, являясь составной частью электроэнергетики, обладает основными ее особенностями:

- невозможность запастись электрической энергией, в связи с чем имеет место постоянное единство распределения и потребления;
- зависимость объемов потребления исключительно от потребителей;
- необходимость оценивать объемы потребления энергии не только в расчете на год, но и часовые величины энергетических нагрузок;
- необходимость бесперебойности энергоснабжения потребителей, являющейся жизненно важным условием работы энергетического хозяйства РСК;
- планирование энергопотребления на каждые сутки и час в течение года, т.е. необходимость разработки графиков нагрузки на каждый день ежемесячно с учетом сезона, климатических условий, дня недели и ряд других факторов.

В связи с этим, внедрение оптимальной структуры микропроцессорных средств ИС с целью обеспечения вышеуказанных специфических функций распределения и потребления электроэнергии, а также надежного контроля и управления технологическим процессом в электросетевом комплексе 35 и 110 кВ является первоочередной задачей для каждой РСК.

Разработку и внедрение ИС в РСК следует осуществлять несколькими этапами, поэтому требуется объективная и всесторонняя ее оценка. Разнообразие аппаратных и программных средств автоматизированных систем, несопоставимость их показателей и параметров затрудняют сравнительный анализ экономической эффективности вариантов внедрения. В то же время от оценки варианта внедрения как показателя качества напрямую зависит успех его оптимизации.

Для большинства автоматизированных систем такими показателями являются сравнительный срок окупаемости, приведенные и полные затраты. Выбор варианта внедрения ИС по такому критерию не лишен недостатка: с одной стороны, внедрение системы менее совершенной и капиталоемкой всегда имеет преимущество по сроку абсолютной окупаемости, а с другой – увеличенные единовременные затраты более совершенной системы приводят к значительному увеличению приведенных и полных затрат. Поэтому в РСК для оценки экономической эффективности внедрения ИС имеет смысл воспользоваться методом расчетных коэффициентов [33].

Суть метода заключается в определении расчетных коэффициентов повышения эффективности от внедрения групп задач, подсистем и расчете на их основе экономического эффекта от внедрения задач на любом энергетическом объекте РСК. Это приводит к изменению тех-

нико-экономических показателей деятельности энергосистемы, которые учитываются при определении объема реализации продукции (электроэнергии), себестоимости передачи, капитального ремонта, выполняемого по хозспособу. В таком случае происходит сравнение вариантов «до» и «после» внедрения автоматизированной системы, а не отдельных систем относительно друг друга по методу сравнительной оценки «старой» и «новой» техники.

Вместе с тем, ИС позволяет выдвигать и участвовать в решении вопросов развития РСК, ввода в эксплуатацию подстанций, линий электропередач, осуществлять контроль и анализ работы автоматических систем и устройств. Поэтому планирование вывода оборудования в резерв и ремонт осуществляется только с разрешения диспетчерской службы в годовом, месячном и суточном разрезах. Ежедневно центральная диспетчерская служба ЦУС РСК рассматривает и разрешает заявки на проведение ремонтных работ по объектам, находящимся в их ведении, и контролирует необходимые изменения в схемах энергоснабжения. Согласно этому, оперативно-диспетчерское управление в ЦУС после внедрения ИС должно решать все задачи для двух временных уровней: краткосрочное планирование и оперативное управление.

На уровне краткосрочного планирования решаются задачи подготовки режима работы энергосистемы РСК на ближайшие сутки и неделю. При этом рассчитываются графики нагрузок, производится распределение нагрузок между подстанциями с учетом вывода оборудования в ремонт и аварийных остановов, проверяются уровни напряжения в контрольных точках, уставки релейной защиты.

На уровне оперативного управления диспетчерским персоналом решаются задачи, возникающие в течение суток и обеспечивающие выполнение запланированных режимов и их коррекцию, распределение и потребление электроэнергии при отклонении реальных условий производства от расчетных, ликвидацию аварий, восстановление схемы после аварийных отключений, организацию ремонтных и восстановительных работ.

В результате, основными задачами оперативно-диспетчерского управления являются: обеспечение качества электрической энергии; обеспечение надежности и экономичности.

Наряду с этим, высокий уровень централизации оперативно-диспетчерского управления позволяет разработать в РСК эффективный комплекс автоматизированного управления, который полностью повторяет сложившуюся структуру диспетчерского управления в энергетике.

В соответствии с этим, задачи оперативно-диспетчерского управления решаются для различных режимов: нормального, аварийного,

переходного и т.д. Основные задачи управления нормальными режимами в энергосистеме следующие:

- прогноз нагрузки;
- прогноз потребления электроэнергии;
- прогноз надежности оборудования;
- планирование ремонтов;
- составление баланса электроэнергии, планирование отпуска электроэнергии;
- выбор схемы коммутации и состава оборудования;
- регулирование напряжения;
- настройка релейной защиты.

Вместе с тем, развитие и внедрение автоматизированных систем в энергетике осуществляются в три этапа. В РЭС завершается его второй этап: разработка и реализация на ЭВМ системы обработки информации, обеспечивающей использование автоматизированных систем в режиме «советчика диспетчера» при оперативном ведении режима.

В настоящее время для РЭС разработаны системы усовершенствованных программ для краткосрочного планирования режимов работы предприятия на основе единой нормативной базы. Эти программы работают без дополнительного ввода информации об объектах.

Освоены и внедрены комплексы программ, дающие возможность:

- недельного планирования режимов с ежесуточной коррекцией;
- контроля состояния электрической сети на основе автоматического сбора информации, поступающей в ЭВМ от устройств телемеханики;

- автоматизировать составление оперативной и производственно-статистической информации, решение задач оперативного управления (прогнозирование нагрузок, оперативные расчеты и т.д.);

- проводить диагностику развития аварии (в послеаварийном режиме) на основании зафиксированной последовательности действий устройств релейной защиты и автоматики и величин изменения напряжений, токов мощностей;

- организации межмашинного обмена информацией в пределах одной ступени управления и между ступенями.

Как правило, на уровнях иерархии «ОДГ РЭС – ОДС ЦУС РСК» для решения задач ИС используются единые классификаторы и системы кодов, формы представления и последовательность ввода информации в ЭВМ.

Программно-техническое единство обеспечивается использованием общих операционных систем, алгоритмических языков высокого

уровня, однотипностью персональных компьютеров, аппаратуры приема и передачи информации.

Главным образом, под экономическим эффектом ИС надо понимать производственный результат, получаемый от внедрения вычислительной техники в РСК и РЭС. Расчет экономической эффективности – сравнение полученного результата с затратами на его достижение. В силу этого, эффект от создания ИС в РСК может быть разбит на прямой, косвенный и внешний.

Прямой эффект (в управляющей системе «ЦУС РСК – ДП РЭС») заключается в следующем:

- повышается надежность и качество электроснабжения потребителей;
- уменьшается время локализации поврежденных участков и ликвидации аварий на подстанциях и в сетях 110 кВ;
- повышается оперативность управления;
- сокращается количество оперативного персонала;
- перестраивается система информации в соответствии с принципами централизации;
- совершенствуется структура диспетчерского управления.

Косвенный эффект (в управляемой системе: «электросетевой комплекс 35 и 110 кВ») является результатом совершенствования средств и методов управления и состоит из:

- сокращения абонентской задолженности, запасных частей и материалов, оборотных средств (за счет своевременных и обоснованных решений);
- экономии затрат на ремонты сетей и оборудования;
- совершенствования методов прогнозирования нагрузки;
- снижения потерь и себестоимости электроэнергии.

Внешний эффект (отпуск электроэнергии – промышленность, сельское хозяйство, бытовые потребители) связан с:

- сокращением ущерба у потребителей за счет снижения недоотпуска электроэнергии, что достигается повышением качества ремонта электрооборудования и сокращением времени простоя;
- снижение издержек производства у потребителей за счет повышения качества электроэнергии.

В конечном счете внедрение ИС в управление технологическим процессом сетей и подстанций в энергосистеме и РЭС приводит к снижению затрат при передаче электроэнергии и росту производительности труда, снижению стоимости оборудования и потерь электроэнергии в сетях и т.д. Это обеспечивает рост прибыли и эффективности функционирования энергосистемы РСК.

Алгоритм экономической эффективности включает последовательный расчет отдельных составляющих:

- годового объема реализованной продукции;
- изменения себестоимости годового выпуска реализованной продукции;
- изменения оборотных средств;
- единовременных затрат на создание и внедрение;
- капитальных вложений на создание и экономическую эффективность ИИС.

Расчет годового объема реализованной продукции производится с учетом и без учета внедрения ИИС. Объем дополнительной реализации учитывается по электроэнергии и определяется по формуле:

$$A_1 = A_3 \gamma_i, \quad (4.1)$$

где A_3 – планируемый объем реализованной электроэнергии в расчетном году; γ_i – расчетный коэффициент, определяющий долю участия ИС в формировании ежегодного прироста реализуемой продукции по электроэнергии.

Расчет годового объема реализованной продукции A_1^* без учета внедрения ИС рассчитывается как разница между планируемым объемом реализованной продукции всех видов в расчетном году A_2 и ростом дополнительной реализованной продукции, связанной с внедрением ИС:

$$A_1^* = A_2 - A_3 \alpha_p, \quad (4.2)$$

где α_p – расчетный коэффициент, определяющий долю участия интегрированной ИС в формировании прироста товарной продукции.

В результате, объем реализованной продукции на планируемый год определяется с учетом новых потребителей и роста объема нагрузки существующих потребителей. Рост реализации электроэнергии покрывается за счет ввода нового оборудования подстанций, а также улучшения использования существующего оборудования, в том числе внедрения вычислительной техники в управление РЭС и РСК.

Таким образом, внедрение ИС позволяет сократить сроки ремонта оборудования, повысить надежность его работы и тем самым снизить недоотпуск электроэнергии и потери в распределительном электросетевом комплексе.

Расчет изменения себестоимости отпуска реализованной продукции производится по таким составляющим, как изменение себестоимости электроэнергии, изменение себестоимости годового объема реализованной продукции, услуги по капитальному ремонту, выполняемому хозяйственным способом, текущие затраты, связанные с функционированием комплекса И_{АСУ}.

В общем виде годовой объем себестоимости реализованной продукции

$$I_p = I_a - I_{ACU} \pm \sum \Delta I_i, \quad (4.3)$$

где I_a – себестоимость годового отпуска реализуемой продукции с учетом создания ИС, планируемая в расчетном году; ΔI_i – изменение себестоимости при передаче в сеть годового объема реализованной продукции в результате внедрения комплекса; i – число видов реализованной продукции.

Себестоимость определяется по предусмотренному изменению отдельных видов затрат, на которые влияет использование ЭВМ. При расчете изменения себестоимости электроэнергии I учитываются изменения затрат на технологические цели $I_{тц}$, заработанную плату производственных рабочих $I_{зп}$, текущий ремонт $I_{тр}$, общестанционные затраты I_o .

$$I = I_{тц} + I_{зп} + I_{тр} + I_o. \quad (4.4)$$

Услуги по капитальному ремонту, выполняемому хозяйственным способом $I_{кр}$, определяются по изменению:

- заработной платы с начислениями $I_{зп.кр}$ за счет оптимизации текущего планирования, сетевых графиков ремонта и т.д.;
- расходов на сырье и материалов благодаря увеличению межремонтных сроков, учету наличия материалов и запасных частей $I_{мат.кр}$;
- общепроизводственных расходов $I_{o.кр}$ в результате решения группы задач материально-технического снабжения, управления ремонтами и др.

Тогда изменение себестоимости годового объема реализуемой продукции по капитальному ремонту, выполняемому хозяйственным способом, можно рассчитать по формуле

$$I_{кр} = I_{зп.кр} + I_{мат.кр} + I_{o.кр}. \quad (4.5)$$

Изменение оборотных средств от использования ИС определяется по формуле

$$\Delta F_{oc} = F_{oc} \alpha_{oc}, \quad (4.6)$$

где F_{oc} – оборотные средства, планируемые в расчетном году; α_{oc} – коэффициент, характеризующий изменение оборотных средств под влиянием ИС. Изменение оборотных средств устанавливается в зависимости от роста объема производства, характера и состава задач, включенных в ИС.

В зависимости от числа внедренных задач определяются коэффициенты экономической эффективности по каждому виду затрат. Умножением значения затрат до внедрения ЭВМ в комплекс на соответствующий коэффициент рассчитывается экономическая эффективность от внедрения задач или группы задач.

Расчетные коэффициенты, характеризующие граничные изменения составляющих экономической эффективности использования ЭВМ в энергосистеме, приведены ниже:

- прирост реализуемой продукции $\gamma_i = 0,001 \dots 0,003$;
- сокращение потерь в сетях $\beta_s = 0,03 \dots 0,08$;
- снижение себестоимости электроэнергии по текущему ремонту $\alpha_{тр} = 0,01 \dots 0,02$;
- сокращение затрат на капитальный ремонт $\alpha_{кр} = 0,005 \dots 0,08$.

Выбор расчетных коэффициентов производится в зависимости от состава решаемых задач.

Единовременные затраты на создание и внедрение ИС включают предпроизводственные затраты $K_{пз}$ и капитальные вложения $K_{кв}$. Предпроизводственные затраты, в свою очередь, представляют собой единовременные расходы на следующее:

- разработку технического задания, технического и рабочего проекта;
- внедрение системы в производственную эксплуатацию;
- подготовку и переподготовку кадров.

Капитальные вложения на создание ИС включают затраты на оборудование и строительно-монтажные работы по созданию ЦППС в ЦУС РСК, стоимость оборудования и монтажа системы сбора и передачи информации. При расчете капиталовложений должна учитываться ликвидационная стоимость оборудования, зданий, устройств, которые могут быть реализованы, но не могут быть использованы в РСК, где внедряется инфосистема.

Таким образом, метод расчетных коэффициентов позволяет оптимизировать вариант внедрения и определить годовой экономический эффект после внедрения ИС со сроком окупаемости затрат на создание комплекса ориентировочно 2 – 4 года.

4.3. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ В РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

В оценке экономической эффективности внедрения ИС выгоды возникают в управляемой системе (РЭС – распределети и подстанции 110 кВ) и в управляющей (РСК – РЭС). Кроме того, автоматизирован-

ное управление на производстве наилучшим образом организует хозяйственную деятельность, обеспечивая значительный экономический эффект.

При оценке экономического эффекта от внедрения ИС (т.е. автоматизированной обработки информации) в РСК и РЭС следует использовать их *основные обобщающие и частные экономические показатели* [33, 34]:

1. Планируемый объем реализуемой продукции всех видов в расчетном году A_1 .

2. Годовой объем реализуемой продукции по капитальным ремонтам (хозспособ) A_p .

3. Планируемый объем реализуемой продукции электроэнергии в расчетном году A_3 .

4. Себестоимость годового выпуска реализуемой продукции с учетом создания АСДУ, планируемая в расчетном году C_1 .

5. Себестоимость электроэнергии C_3 .

6. Себестоимость капитальных ремонтов $C_{кр}$.

7. Планируемый уровень потерь в распредсетях 0,4...110 кВ в расчетном году $\Delta W_{сп}$.

8. Планируемый уровень удельного расхода топлива в расчетном году на производство энергии B .

9. Планируемая цена условного топлива в расчетном году Π .

10. Величина оборотных средств, планируемая в расчетном году $C_{об}$.

11. Себестоимость по статье калькуляции «расходы по содержанию и эксплуатации оборудования» (текущий ремонт) $C_{тр}$.

12. Капиталовложения на создание комплекса, включающие затраты на оборудование (1-я очередь) K_d .

13. Экономия заработной платы от внедрения комплекса Π_3 .

14. Текущие затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией комплекса $C_{АСДУ}$.

Таким образом, должны быть систематизированы обобщающие и частные показатели, позволяющие наиболее полно рассчитать экономическую эффективность внедрения 1-й очереди ИС.

4.4. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ В РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЯХ

Разработка и внедрение ИС в каждой РСК и соответственно капиталовложения должны осуществляться поэтапно, поэтому определение единовременных затрат на создание и внедрение ИС должно произво-

даться с учетом фактора времени. Это осуществляется приведением затрат к одному моменту времени (расчетному времени) через норматив приведенных капиталовложений по известной формуле сложных процентов. Единовременные затраты на создание и функционирование ИС определяются по действующим ценам фирм-изготовителей, ценам на строительные-монтажные работы и другим действующим нормативам и ценникам [29].

Экономическая эффективность ИС оценивается по годовой экономике (годовому приросту прибыли); коэффициенту эффективности капиталовложений; сроку окупаемости капиталовложений. Для расчета показателей используются представленные далее формулы. Коэффициент эффективности установлен в пределах 0,33...0,55 для различных отраслей промышленности; в электроэнергетике $E_{ACV} = 0,44$.

С учетом вышесказанного производится расчет экономической эффективности автоматизации технологических процессов территориально-распределенных подстанций в РЭС согласно [33]. В связи с большим объемом трудозатрат для автоматизации диспетчерского управления подстанциями устанавливается очередность внедрения ИС внутри предприятия.

1. Годовой объем реализуемой продукции после внедрения 1-й очереди ИС

$$A_2 = A_1 + A_3 \alpha_p \quad (\text{тыс. р.}), \quad (4.7)$$

где α_p – расчетный коэффициент, определяющий долю участия ИС в формировании прироста товарной продукции (по электроэнергии $\alpha_p = 0,004...0,006$), выбираем $\alpha_p = 0,0045$.

2. Годовая экономия, связанная с формированием прибыли, после внедрения 1-й очереди ИС

$$\Delta_1 = m_1 (A_2 - A_1) / A_1 \quad (\text{тыс. р.}), \quad (4.8)$$

где $m_1 = A_1 - C_1$.

3. Экономия затрат от сокращения потерь в сетях

$$\Delta C_{\text{пс}} = \Delta W_{\text{сн}} \beta_3 \Pi \quad (\text{тыс. р.}), \quad (4.9)$$

где $\Delta W_{\text{сн}}$ – потери электроэнергии в распредсетях 0,4...110 кВ в расчетном году; β_3 – коэффициент, характеризующий сокращение потерь в распредсетях за счет оптимизации режима работы по напряжению и реактивной мощности ($\beta_3 = 0,01...0,004$), выбираем $\beta_3 = 0,0115$; $\Pi = 300$ р./т усл. топ. – цена условного топлива для выработки электроэнергии.

4. Экономия затрат на текущий ремонт оборудования

$$\Delta C_{\text{тр}} = C_{\text{тр}} \alpha_{\text{тр}} \text{ (тыс. р.)}, \quad (4.10)$$

где $\alpha_{\text{тр}}$ – коэффициент, учитывающий снижение затрат на текущий ремонт (благодаря увеличению межремонтных сроков, изменению сетевого планирования и т.д.), $\alpha_{\text{тр}} = 0,01$.

5. Экономия затрат по капитальному ремонту, выполняемому хозспособом:

$$\Delta C_{\text{кр}} = C_{\text{кр}} \text{ (тыс. р.)}, \quad (4.11)$$

где $C_{\text{кр}}$ – затраты на капитальные ремонты в год внедрения без учета влияния ИС; $\alpha_{\text{кр}}$ – коэффициент, характеризующий снижение затрат на капитальные ремонты за счет внедрения сетевых графиков, более точного прогнозирования и т.д. ($\alpha_{\text{кр}} = 0,01$).

6. Себестоимость годового отпуска реализуемой продукции (электроэнергии) после внедрения 1-й очереди ИС

$$C_a = C_1 - \Delta C - \Delta C_{\text{тр}} - \Delta C_{\text{кр}} - Ц_3 + C_{\text{АСУ}} \text{ (тыс. р.)}. \quad (4.12)$$

7. Годовая экономия, связанная с формированием себестоимости после внедрения 1-й очереди ИС:

$$\mathcal{E}_c = (C_1/A_1 - C_a/A_2) A_2 \text{ (тыс. р.)}. \quad (4.13)$$

8. Годовая экономия после внедрения 1-й очереди ИС

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \mathcal{E}_c + \mathcal{E}_1 \text{ (тыс. р.)}. \quad (4.14)$$

9. Годовой экономический эффект после внедрения 1-й очереди ИС

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{год}} - E_{\text{АСУ}} K_d^a \text{ (тыс. р.)}, \quad (4.15)$$

где $E_{\text{АСУ}} = 0,44$ в энергетике; K_d^a – капиталовложения на создание 1-й очереди ИС.

10. Срок окупаемости затрат на создание 1-й очереди ИС

$$T = K_d^a / \mathcal{E}_{\text{год}} < 4 \text{ лет}. \quad (4.16)$$

В конечном счете, экономический эффект от внедрения ИС достигается за счет повышения надежности электроснабжения потребителей, быстрой локализации поврежденных участков и ликвидации аварий, сокращения продолжительности обесточений и ущерба от простоев, оптимизации режима, уменьшения потерь в сети, повышения качества электроэнергии, организации системы коммерческого учета электроэнергии для расчетов с потребителями и смежными РСК.

Ввод функций телеуправления и телерегулирования позволяет сократить количество дежурного оперативного персонала в РЭС, а введение базы данных по оборудованию сети позволяет отслеживать ресурс оборудования и оптимизировать график режимов, вывести работу инженеров служб РЭС и РСК на современный уровень безбумажной технологии в едином информационном пространстве.

Наряду с этим, реализация иерархической структуры РСК – РЭС-подстанции позволяет обеспечить сквозную наблюдаемость и управляемость системы с выделением на каждом уровне необходимого объема необходимых функций.

Затраты на эксплуатацию оборудования автоматизированной системы в течение всего срока ее эксплуатации, как правило, невелики за счет высокого качества, надежности программно-аппаратной части, гибкости функций, простоты обслуживания.

Вместе с тем, внедрение ИС позволяет существенно облегчить труд диспетчеров, выводя его на самый современный уровень, повысить его качество и эффективность, а также обеспечить максимальную защиту от ошибочных действий, координировать и оптимизировать работу оперативно-выездных бригад в РЭС, повысить безопасность проведения работ в электроустановках, снизить ежедневные эксплуатационные затраты и затраты на ремонт оборудования, увеличить межремонтные интервалы.

Проведенный расчет экономического эффекта от внедрения первой очереди ИС методом расчетных коэффициентов в соответствии с предложенной очередностью внедрения позволяет получить существенный эффект от внедрения предложенной ИС со сроком окупаемости менее четырех лет.

ВЫВОДЫ

1. Показана миссия интеллектуальной инфосистемы, создающей информационную и технологическую среду для эффективного управления ресурсами РСК и электросетевым комплексом 35 и 110 кВ.

2. Оценка экономической эффективности предложенным методом расчетных коэффициентов позволяет определить прямой, косвенный и внешний эффект от внедрения первой очереди ИИС в РСК.

3. Систематизация обобщающих и частных экономических показателей РСК позволяет наиболее полно рассчитать экономическую эффективность внедрения первой очереди ИИС.

4. Метод расчетных коэффициентов и систематизация обобщающих и частных показателей РСК позволяют определить существенную экономическую эффективность и рассчитать срок окупаемости от внедрения первой очереди ИИС, которая составляет менее 4 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Новая технология проектирования, основанная на применении морфологической матрицы базисных структур и их компонент структур, позволяет разработать архитектуру полномасштабной иерархической ИИС на базе АСКУЭ потребителей, АСУ ТП на подстанциях 110 кВ и выше, АСОТУ электросетевого комплекса 35 и 110 кВ в региональных сетевых компаниях.

2. Внедрение современных систем диагностики и контроля силовых трансформаторов 110 кВ и выше требует технико-экономического обоснования, использования оптотехнологий и технологии сети SMART, определяет путь развития распределительных сетей и служит для повышения наблюдаемости и автоматизации, тепловизионного контроля электрооборудования, позволяет оценить его техническое состояние и принимать взвешенные технические решения о поддержании эксплуатационной надежности.

3. Новый способ отображения диагностической информации по принципу формирования когнитивного графического образа кодовой матрицы в адресном пространстве ПЗУ в виде нормируемых эквивалентов множества состояний оптимального управления позволяет экономить электроэнергию от 5 до 40%, что повышает энергетическую эффективность технологического оборудования с минимумом затрат энергии.

4. Для эффективного внедрения системы диагностики и использования современных средств и методов контроля основного оборудования электросетевого комплекса, например в РСК «Тамбовэнерго», необходима организация единого комплексного подхода к технической диагностике на основе апробированных при эксплуатации и методически обоснованных технологических решений, позволяющих проведение техобслуживания и ремонтов оборудования по его техническому состоянию.

5. Рассмотрены теория информации, комплекс диалоговых процедур телемеханической передачи и стандартные кодовые форматы передачи данных в сети передачи информации, служащие для информационного обеспечения технологического процесса систем оперативно-технологического управления. Показаны структура телеинформационной сети контроля и Единая технологическая сеть связи, обеспечивающие весь технологический цикл контроля и управления электросетевым комплексом 0,4...110 кВ в рамках региональной сетевой компании.

6. Показана миссия инфосистемы региональной сетевой компании в современных условиях, проведена систематизация ее частных и обобщающих экономических показателей, позволяющих определить существенную экономическую эффективность от внедрения первой очереди информационно-измерительной системы в производство со сроком окупаемости менее 4 лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. – М.: Машиностроение, 2009. – 176 с.
2. Чичёв С.И. Реализация инфраструктуры автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления РСК «Тамбовэнерго» // Повышение эффективности электрического хозяйства в условиях ресурсных ограничений: Труды XXXIX конференции по электрификации 18 – 21 нояб. 2009 г. – М., 2009. – Т. 1 – С. 92 – 100.
3. Чичёв С.И. Новая технология отображения оперативно-диспетчерской информации центра управления сетей региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2009. – Т. 14. – Вып. 3. – С. 526 – 529.
4. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Принципы автоматизации информационно-измерительной системы центра управления региональной сетевой компании // Вестник Тамбовского Университета. Серия Естественные и технические науки / Тамбовский государственный университет им. Г.Р. Державина. – Тамбов, 2009. – Т. 14. – Вып. 3. – С. 521 – 525.
5. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Реализация информационно-измерительной системы центра управления сетей РСК «Тамбовэнерго» в рамках технической политики ОАО «МРСК Центра» // Вести высших учебных заведений Черноземья. – Липецк, 2009. – № 6. – С. 75 – 78.
6. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Программно-технические средства информационно-измерительной системы центра управления сетей // Электрика. – М., 2009. – № 7. – С. 30 – 33.
7. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления сетей // Электрика. – М., 2009. – № 5. – С. 25 – 30.
8. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Архитектура информационно-измерительной системы региональной сетевой компании // Электрика. – М., 2010. – № 2. – С. 43 – 47.
9. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Модернизация автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии региональной сетевой компании // Повышение эффективности средств обработки информации на базе математического моделирования: Материалы докладов IX Всерос. науч.-техн. конф. 27–28 апр. 2009 г. – Тамбов, 2009. – С. 453 – 461.
10. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Современная технология в формате новых измерений // Теплофизические исследования и измерения в энергосбережении, при контроле управлении и улучшении качества

продукции, процессов и услуг: Материалы Седьмой междунар. тепло-физ. школы 20 – 25 сент. 2010 г. / ТГТУ. – Тамбов: Изд-во ГОУ ВПО ТГТУ, 2010. – Ч. II. – С. 159 – 161.

11. Чичёв С.И., Калинин В.Ф. Разработка архитектуры информационно-измерительной системы региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – Тамбов, 2009. – Т. 15, № 4. – С. 746 – 757.

12. Чичёв С.И. Реализация инфраструктуры автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления РСК «Тамбовэнерго» // Повышение эффективности электрического хозяйства в условиях ресурсных ограничений: Труды XXXIX конференции по электрификации 18 – 21 нояб. 2009 г. – М., 2009. – Т. 1 – С. 92 – 100.

13. Чичёв С.И. Необходимость создания информационно-измерительной системы центров управления региональных сетевых компаний // Электрические станции. – М., 2009. – № 10. – С. 35 – 38.

14. Чичёв С.И. Мониторинг и диагностика оборудования сетей региональной сетевой компании «Тамбовэнерго» // Повышение эффективности средств обработки информации на базе математического моделирования: Материалы докладов IX Всерос. науч.-техн. конф. 27–28 апр. 2009 г. – Тамбов, 2009. – С. 461 – 472.

15. Чичёв С.И. Эффективность внедрения инфосистемы центра управления сетей региональной сетевой компании // Повышение эффективности электрического хозяйства в условиях ресурсных ограничений: Труды XXXIX конференции по электрификации 18 – 21 нояб. 2009 г. – М., 2009. – Т. 2 – С. 185 – 191.

16. РД 34.35.120–90. Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций напряжением 35 – 1150 кВ. – 54 с.

17. Новые возможности применения оптоволокна в энергетике // Обзор новых технологий в энергетике. – М., 2009. – Вып. 2. – С. 4 – 16.

18. Айзенберг Ю.Б. Проблема энергосбережения в осветительных установках // Светотехника. – М., 1998. – № 6. – С. 29 – 31.

19. Руденко Ю.Н. и др. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова; Московский энергетический институт. – М., 2000. – 648 с.

20. Чичёв С.И. Анализ состояния дел по диагностике ОАО «МРСК Центра» – «Тамбовэнерго» и современные средства и методы контроля оборудования // Электрика. – М., 2010. – № 5. – С. 25 – 30.

21. РД 153-34.0-20.363–99 РАО ЕЭС РФ. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 85 с.

22. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – М.: ЭНАС, 1998. – 254 с.

23. Электрические измерения / Под ред. В.Н. Малиновского. – М.: Энергоиздат, 1982. – С. 373 – 375.
24. Теория автоматического управления / Под ред. Ю.М. Соломенцева. – М.: Высшая школа, 2000. – С. 202 – 205.
25. Положительное решение на заявку № 2009115360, G 06 К 15/00. Способ отображения диагностической информации / Ю.Л. Муромцев, Н.Г. Чернышев, С.И. Чичёв. – Принято 21.04.2010.
26. Кириллкин В.А. Энергетика. Главные проблемы. – М.: Энергетика, 1985. – 87 с.
27. Концепция диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.03.2005.
28. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / АО «Фирма ОРГРЭС». – М., 1998. – 493 с.
29. Электротехнический справочник. В 4 т. Т. 2: Производство, передача и распределение электрической энергии / В.Г. Герасимов, А.В. Дьякова и др.; Под общ. ред. В.Г. Герасимова; Московский энергетический институт. – М., 2002. – 963 с.
30. Тутевич, В.Н. Телемеханика: Учеб. пособие для вузов. – М., 1985. – 264 с.
31. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе до 2015 г. / ОАО «РОСЭП». – М., 2006. – 73 с.
32. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Единая технологическая сеть связи энергетики в рамках региональной сетевой компании // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – Тамбов, 2010. – Т. 15, № 2. – С. 605 – 609.
33. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник для вузов. – М.: Высшая школа, 2001. – 416 с.
34. Барановский А.М. и др. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов / Под ред. А.М. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 1998. – С. 38 – 45.
35. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Диагностика силовых трансформаторов 110 кВ и выше в региональных сетевых компаниях // Вести высших учебных заведений Черноземья. – Липецк, 2010. – № 3. – С. 6 – 12.
36. Чичёв С.И., Глинкин Е.И. Технология «SMART POWER GRID» (Умные электрические сети) // Энергобезопасность и Энергосбережение. – М., 2010. – № 6. – С. 27 – 31.

ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННО- ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМ- ПАНИИ	6
1.1. Базисные структуры и компоненты информационно- измерительной системы и ее подсистемы	6
1.2. Автоматизированная подсистема контроля и учета электроэнергии потребителей	14
1.3. Автоматизированная подсистема управления технологическими процессами на подстанциях 110 кВ и выше	30
1.4. Автоматизированная подсистема оперативно- технологического управления электросетевым комплексом 35 и 110 кВ	41
Выводы	46
2. ДИАГНОСТИКА И СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕ- НИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПОД- СТАНЦИЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА В СОВРЕ- МЕННЫХ УСЛОВИЯХ	47
2.1. Система диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ и выше	47
2.2. Технология сети «SMART POWER GRID» (Умные электрические сети)	72
2.3. Тепловизионные системы контроля оборудования сетей и подстанций на рабочем напряжении	78
2.4. Новый способ отображения диагностической информации	84
2.5. Концепция организации направлений деятельности служб диагностики в региональных сетевых компаниях	92
2.6. Система диагностики и контроля состояния электро- оборудования в РСК «Тамбовэнерго»	98
Выводы	109

3.	ПЕРЕДАЧА ИНФОРМАЦИИ В ОБЛАСТИ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМИ КОМПЛЕКСАМИ	111
3.1.	Сообщение, сигнал, информация	111
3.2.	Стандартные кодовые форматы передачи информации	112
3.3.	Диалоговые процедуры передачи телемеханической информации	117
3.4.	Информационное обеспечение сети передачи информации	119
3.5.	Телеинформационные сети контроля региональной сетевой компании	123
3.6.	Единая технологическая сеть связи энергетики в рамках региональной сетевой компании	127
	Выводы	134
4.	ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА И РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕЕ ВНЕДРЕНИЯ В РЕГИОНАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ	135
4.1.	Инфосистема центра управления сетей	135
4.2.	Метод расчетных коэффициентов	138
4.3.	Экономические показатели в региональной сетевой компании	145
4.4.	Расчет эффективности внедрения информационно-измерительной системы в региональных сетевых компаниях	146
	Выводы	149
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	151

Научное издание

ЧИЧЁВ Сергей Иванович
КАЛИНИН Вячеслав Фёдорович
ГЛИНКИН Евгений Иванович

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

Редактор Т.М. Глинка
Инженер по компьютерному макетированию Т.Ю. Зотова

Сдано в набор 25.01.2011 г. Подписано в печать 18.03.2011 г.
Формат 60 × 84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman
Усл. печ. л. 9,07. Уч.-изд. л. 9,00
Тираж 400 экз. Заказ № 112

ООО «Издательский дом «Спектр»,
119048, Москва, ул. Усачева, д. 35, стр. 1
E-mail: <http://www.idspektr@rambler.ru>

Подготовлено к печати и отпечатано в Издательско-полиграфическом центре
ГОУ ВПО ТГТУ
392000, Тамбов, ул. Советская, д. 106, к. 14

По вопросам приобретения книги обращаться по телефону 8(4752)638108
E-mail: izdatelstvo@admin.tstu.ru