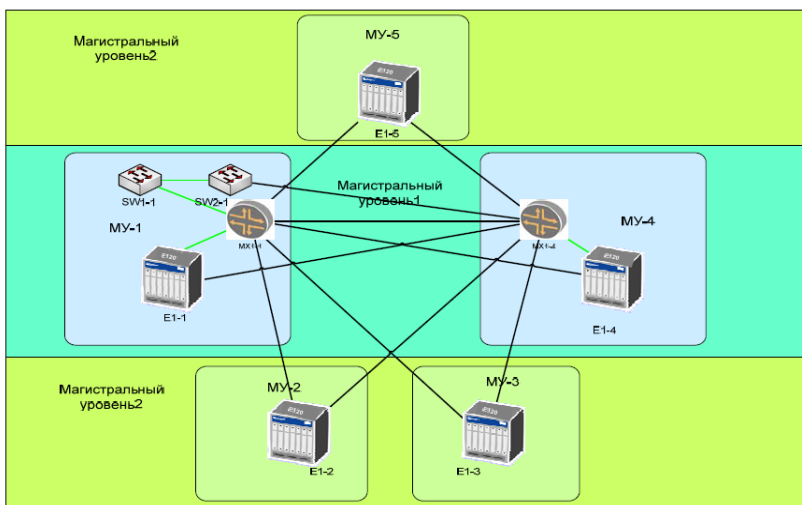


С. И. ЧИЧЁВ

МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 6 – 220 КВ ПАО «МОЭСК»

МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 6 – 220 КВ ПАО «МОЭСК»



Москва
2017

С. И. Чичёв

**Модель автоматизированной
системы технологического
управления электросетевым
комплексом 6 – 220 кВ ПАО «МОЭСК»**



Москва, 2017

УДК 621.382
ББК 3279я73
Ч-72

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор ФГБОУ ВО «ТГТУ»
Е. И. Глинкин

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

Чичёв, С. И.

Ч-72 Модель автоматизированной системы технологического управления электросетевым комплексом 6 – 220 кВ ПАО «МОЭСК». – М.: Издательский дом «Спектр», 2017. – 228 с. – 400 экз.
ISBN 978-5-4442-0127-5

Рассмотрена автоматизированная система технологического управления электросетевого хозяйства 6 – 220 кВ ПАО «МОЭСК» в виде ее инфраструктуры с реализацией целевой модели и принципом построения цифровой подстанции 220 кВ, а также показаны: оборудование информационного взаимодействия; средства контроля, управления, защиты и измерений; информационные и управляющие системы ЦПС; развитие и повышение надежности сетевого комплекса.

Книга предназначена для инженеров и специалистов, занимающихся проектированием, разработкой и эксплуатацией в области автоматизации оперативно-технологического управления электрических сетей, средств диспетчерского и технологического управления, а также может быть полезна производителям оборудования информационно-технологических систем и студентам высших учебных заведений соответствующих специальностей.

УДК 621.382
ББК 3279я73

УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

- ААС – активно-адаптивная сеть
АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления
АСККЭ – автоматизированная система контроля качества электроэнергии
АСТУ – автоматизированная система технологического управления
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
АСУ ЭС – автоматизированная система управления электрическими сетями
ВЛ – воздушные линии
ВОЛС – волоконно-оптические линии связи
ВОСП – волоконно-оптическая система передачи
ГИС – геоинформационная система
ДП – диспетчерский пункт
ДЦ – диспетчерский центр
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть
ЕЭС – Единая энергетическая система
ЗУС – зональный узел связи
ИА – исполнительный аппарат ПАО «МОЭСК»
ИТС – информационно-технологические системы
ИЭС – интеллектуальная энергосистема
КП ТМ – контролируемый пункт телемеханики
ЛПП – локальные подпроцессы
ЛЭП – линия электропередачи
ЛВС – локальная вычислительная сеть
МЭК – Международная электротехническая комиссия
МЭС – Магистральные электрические сети
МП – микропроцессорные устройства
НТИ – неоперативная технологическая информация
ОДУ – Объединенное диспетчерское управление
ОЭС – Объединенная энергетическая система
ОВБ – оперативно-выездная бригада
ОДС – оперативно-диспетчерская служба
ОИК – оперативно-информационный комплекс
ПА – противоаварийная автоматика
ПМЭС – предприятия магистральных электрических сетей

ПАК – программно-аппаратный комплекс
ПТС – программно-технические средства
ПКЭ – показатель качества электроэнергии
ПО – программное обеспечение
ПТК – программно-технический комплекс
ПС – подстанция
ПУ – приемное устройство
РЗА – релейная защита и автоматика
РДУ – региональное диспетчерское управление
РДП – региональный диспетчерский пункт
РСК – региональная сетевая компания
РЭС – район электрических сетей
СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления
ССПИ – система сбора и передачи информации
ССПТИ – сеть сбора и передачи технологической информации
СО – Системный оператор
СУБД – система управления базой данных
ТСПД – технологическая сеть передачи данных
ЦППС – центральная приемно-передающая станция
ЦУС МОЭСК – Центр управления сетями ПАО «МОЭСК»
ЦПС – цифровая подстанция
ФКП – функциональная координирующая подсистема
ЭСК – электросетевой комплекс
ЭЭС – электроэнергетическая система

ПРЕДИСЛОВИЕ

Современный этап развития электроэнергетики России обусловил необходимость обеспечения прозрачной среды и сквозной наблюдаемости функционирования сетевых комплексов 220 кВ и ниже электросетевых компаний (ЭСК) на основе вновь создаваемых центров управления сетей (ЦУС) в пространстве их единых автоматизированных систем технологического управления (АСТУ).

В данном проекте рассмотрена целевая модель двухуровневой АСТУ электросетевым комплексом 6 – 220 кВ ПАО «МОЭСК» (далее МОЭСК) с результатами ее поэтапного внедрения до 2017 г. А также показана методология проектирования цифровой подстанции (ЦПС) для сети класса напряжения 220 кВ и выше, разработанной в ОАО «Научно-технический центр электроэнергетики», г. Москва, организуемой на основе концепции рационального использования новых возможностей современных информационных технологий в соответствии с общими тенденциями развития российской электроэнергетики с перспективой развития до 2030 г.

Авторы благодарят многих специалистов управлений и служб исполнительного аппарата управления МОЭСК, филиала МОЭСК – Северные электрические сети и ОАО «Научно-технический центр электроэнергетики» за представленную информацию по данному проекту, а также департамент развития систем связи и департамент эксплуатации систем связи и информационных систем исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС» за предоставленные материалы, обсуждение и замечания, послужившие повышению качества изложенного материала.

Отдельно хочется отметить рецензентов: доктора технических наук, профессора ФГБОУ ВО «ТГТУ» Е. И. Глинкина и главного инспектора департамента технической инспекции ОАО «МРСК Центра», г. Москва А. П. Перцева за ценные советы методического и практического характера, а также сотрудников Издательско-полиграфического центра ТГТУ за своевременную техническую помощь при публикации работы, способствующей улучшению качества изложенного материала.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В МОЭСК для организации программы развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 6 – 220 кВ согласно работам [1 – 3] в 2011 г. был утвержден паспорт, включающий: наименование и состав; дату принятия решения о разработке; заказчика, координатора и основного разработчика; цель и задачи; сроки и этапы реализации; объем финансирования и ожидаемые конечные результаты реализации; показатели социально-экономической эффективности (см. таблицу).

Паспорт комплексной программы развития электрических сетей МОЭСК

Наименование	Развитие и повышение надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом электросетевой компании	Сроки реализации: 2011 – 2017 гг.
Состав	1. Развитие и повышение надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 35 – 220 кВ. 2. Развитие и повышение надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 6 – 20 кВ	2011 – 2017 гг. 2012 – 2015 гг.
Дата принятия решения о разработке	Решение Правления МОЭСК от _____ № _____	
Заказчик	МОЭСК	
Координатор	ОАО «Холдинг МРСК»	
Основной разработчик	МОЭСК	
Цель	Повышение надежности электроснабжения потребителей города Москвы и Московской области	
Задачи	1. Повышение наблюдаемости, управляемости и эффективности системы оперативно-технологического управления распределительным электросетевым комплексом, безопасности функционирования диспетчерских пунктов МОЭСК.	

<p>Задачи</p>	<p>2. Снижение среднего времени восстановления электроснабжения потребителей. 3. Повышение имиджа МОЭСК как клиенто-ориентированной компании</p>	
<p>Сроки и этапы реализации</p>	<p>Развитие и повышение надежности системы ОТУ электросетевым комплексом 35 – 220 кВ: – выполнение комплекса работ по обеспечению ретрансляции телеметрической информации от унаследованных ОИК 13 операционных зон филиалов в единый ПТК АСТУ; – уточнение проектных решений по развитию инфраструктуры АСТУ; – реализация проектных решений по развитию инфраструктуры единого ПТК АСТУ; – установка и модернизация узлов сбора телеинформации в операционных зонах филиалов; – выполнение работ по сопряжению унаследованных систем сбора и передачи технологической информации (ЦППС унаследованных ОИК) операционных зон Южных ЭС с единым ПТК АСТУ для обеспечения функций телеконтроля и телеуправления; – выполнение комплекса технических и организационных мероприятий по передаче в оперативное управление дежурного Подольской операционной зоны Южных ЭС 30-ти подстанций Московской области Западной, Южной и Шатурской операционных зон; – ввод в эксплуатацию ЦУС Южных ЭС в административных границах филиала (осуществление оперативно-технологического управления из единого РДП электрическими сетями Подольской и Каширской операционных зон) на базе единого ПТК АСТУ; – выполнение комплекса технических мероприятий по передаче в оперативное управление дежурного Ногинской операционной зоны Восточных ЭС 24-х подстанций Московской области Восточной операционной зоны;</p>	<p>2010 г. 2010–2011 гг. 2011–2012 гг. 2011–2012 гг. 2011 г. 2011–2012 гг. 2011 г. 2012 г.</p>

<p>Сроки и этапы реализации</p>	<ul style="list-style-type: none"> – повышение надежности функционирования диспетчерских пунктов всех уровней оперативно-технологического управления; 	2011 г.
	<ul style="list-style-type: none"> – создание системы сбора и передачи неоперативной технологической информации; 	2011–2012 гг.
	<ul style="list-style-type: none"> – создание системы сбора и передачи информации в зоне оперативной ответственности ЦУС ЦЭС (142 подстанции) и передача оперативного управления электросетевыми объектами г. Москвы от Южной, Западной, Октябрьской и Северной операционных зон в ЦУС ЦЭС; 	2011–2012 гг.
	<ul style="list-style-type: none"> – внедрение информационно-аналитических модулей единого ПТК АСТУ; 	2011 – 2015 гг.
	<ul style="list-style-type: none"> – создание системы обеспечения информационной безопасности; 	2011 – 2015 гг.
	<ul style="list-style-type: none"> – создание ЦУС Восточных ЭС в г. Ногинске в административных границах филиала (осуществление оперативно-технологического управления из единого РДП электрическими сетями Ногинской, Коломенской и Шатурской операционных зон); 	2010 – 2015 гг.
	<ul style="list-style-type: none"> – создание ЦУС Западных ЭС в г. Одиново (осуществление оперативно-технологического управления из единого РДП электрическими сетями Волоколамской и Можайской операционных зон) и Северных ЭС в г. Дмитров (осуществление оперативно-технологического управления из единого РДП электрическими сетями Дмитровской и Северной операционных зон); 	2013– 2015 гг.
	<ul style="list-style-type: none"> – Развитие и повышение надежности системы ОТУ электросетевым комплексом 6 – 20 кВ: 	
	<ul style="list-style-type: none"> – пилотный проект АСТУ РЭС; 	2012 г.
	<ul style="list-style-type: none"> – создание моделей сети РЭС 6 – 20 кВ в составе единой модели МОЭСК; 	2012–2013 гг.
<ul style="list-style-type: none"> – создание систем телемеханики (первая очередь); 	2012–2013 гг.	
<ul style="list-style-type: none"> – создание систем телемеханики (вторая очередь); 	2012–2013 гг.	

Сроки и этапы реализации	– создание систем телемеханики (третья очередь);	2013–2014 гг.
	– создание систем телемеханики (четвертая очередь);	2012 – 2015 гг.
	– организация каналов связи от подстанции до центров сбора данных МОЭСК;	2015–2016 гг.
	– интеграция с ИВК АИИС КУЭ с потребителями;	2012–2016 гг.
	– инженерно-технологическое оснащение диспетчерских пунктов РЭС и МКС;	2012– 2013 гг.
	– создание центра обработки вызовов (Call-центра);	2012 – 2015 гг.
	– создание системы управления восстановлением электроснабжения (OMS);	2012–2013 гг.
	– создание системы управления восстановлением электроснабжения (OMS);	2013 – 2016 гг.
	– создание ГИС;	2013 – 2017 гг.
	– сбор данных по топографической привязке объектов сети 0,4 – 20 кВ;	2012–2013 гг.
– ввод данных по объектам 0,4 – 20 кВ в ГИС;	2012 – 2016 гг.	
– интеграция ГИС с системой мониторинга транспортных средств;	2013 – 2015 гг.	
– создание системы управления бригадами, интеграция с ГИС;	2012 – 2014 гг.	
– интеграция с системой ТОиР в части синхронизации данных по оборудованию и ВЛ	2012 – 2014 гг.	
Ожидаемые конечные результаты реализации Программы и показатели социально-экономической эффективности	<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение инвестиционной привлекательности компании. 2. Повышение эффективности труда, оптимизация загрузки оперативно-диспетчерского персонала. 3. Сокращение сроков ликвидации технологических нарушений и аварий. 4. Снижение среднего времени восстановления электроснабжения потребителей. 5. Обеспечение наблюдаемости и управляемости электрическими сетями компании с использованием единого комплекса АСТУ. 6. Сокращение затрат на эксплуатацию систем оперативно-технологического управления. 7. Рост имиджа МОЭСК 	

1. ИНФРАСТРУКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 35 – 220 кВ

Рассмотрена инфраструктура автоматизированной системы технологического управления электросетевым комплексом 35 – 220 кВ ОАО «МОЭСК»: текущее состояние системы сбора и передачи технологической информации, обобщенная структура АСТУ и ее будущая целевая модель.

1.1. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ

1.1.1. СИСТЕМА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

1.1.1.1. Система телемеханики

В настоящее время на балансе МОЭСК находятся 607 подстанций 35 – 220 кВ (см. табл. 1.1) [3]. Из них средствами телемеханики оснащены 518 подстанций (что составляет 85,5 % от общего количества систем). Всего применяется 23 типа телемеханики выпуска 1953 – 2009 гг., реализованных на различной элементной базе от электрических реле до современных микропроцессорных систем, из которых:

- 187 оснащены устаревшими типами телемеханики (на микропроцессорной, транзисторной и микроэлектронной элементной базе), работающими по специализированным протоколам, позволяющим обмениваться данными с ЦППС и ОИК;

- 120 оснащены устаревшими типами телемеханики, работающими совместно только с соответствующими приемными устройствами (ПУ), не включенными в ЦППС и ОИК (отображение информации и телеуправление осуществляется непосредственно на щите управления диспетчерского пункта через ПУ или отдельный пульт), и 89 не телемеханизированы;

- 106 подстанций оснащены микропроцессорными устройствами телемеханики, которые поддерживают стандартные протоколы обмена данными – МЭК 870-5-101/104;

- 105 подстанций оснащены микропроцессорными устройствами телемеханики, работающими по специализированным (нестандартным) протоколам, позволяющим обмениваться данными с ЦППС и ОИК.

1.1. Системы телемеханики МОЭСК

Тип оборудования	Всего ПС	ПС без ТМ		Релейные комплексы ТМ		Транзисторные комплексы ТМ		Микроосхемные комплексы ТМ		Микропроцессорные комплексы ТМ		Итого телемехани- зированных ПС		Количество ПС, имеющих/ передающих	
		220/110	35	220/110	35	220/110	35	220/110	35	220/110	35	ТУ	ТИ		
Центральные ЭС	122	5	0	0	0	0	24	1	83	0	107	1	91	108	
Восточные ЭС	143	10	15	9	2	13	53	18	20	10	90	50	112	140	
Западные ЭС	101	23	1	1	5	3	19	18	17	16	42	38	65	80	
Северные ЭС	132	40	8	7	5	14	25	6	25	2	63	29	43	92	
Южные ЭС	109	11	15	3	1	1	30	10	24	14	70	28	81	98	
Итого	607	89	39	20	13	31	151	53	169	42	372	146	392	518	

Также организована ретрансляция телеинформации от 13 ЦППС, установленных на диспетчерских пунктах операционных зон МОЭСК и от ЦППС ДП филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ.

1.1.1.2. Производственно-технологическая сеть связи

Основой производственно-технологической сети связи МОЭСК в настоящее время является цифровая производственно-технологическая сеть связи (ЦПТСС), построенная на базе волоконно-оптических систем передачи (ВОСП) в г. Москве, а также высокочастотная связь по линиям электропередачи и аналоговые системы передачи с частотным разделением каналов по кабельным медножильным линиям связи в областных электросетевых предприятиях.

В состав ЦПТСС МОЭСК входят (табл. 1.2): синхронные мультиплексы транспортного уровня и уровня доступа; первичные мультиплексы и оборудование передачи данных (маршрутизаторы, узлы доступа и оконечные узлы); кабельные системы передачи с частотным разделением каналов и кабельные линии связи; волоконно-оптические линии связи и автоматические телефонные станции; диспетчерские коммутаторы и др.

На кабельных линиях связи в основном используется аналоговая аппаратура с частотным разделением каналов ТН-12ТК-Е. Оборудование снято с производства, морально и физически устарело. Выработало свой ресурс около 80 % от всего существующего и оборудование ВЧ-каналов связи по ВЛ. Аналоговые системы передачи не могут обеспечить ССПИ каналам связи требуемого качества (скорость, объем передаваемой информации и т.д.).

1.2. Состав цифровой производственно-технологической сети МОЭСК

Наименование оборудования	Количество	Ед. измер.
Синхронные мультиплексоры транспортного уровня (STM-16)	6	шт.
Синхронные мультиплексоры транспортного уровня (STM-4)	14	шт.
Синхронные мультиплексоры уровня доступа (STM-1)	208	шт.
Первичные мультиплексоры (уровня E1)	142	шт.
Оборудование передачи данных (маршрутизаторы)	7	шт.
Оборудование передачи данных (узлы доступа)	43	шт.
Оборудование передачи данных (оконечные узлы)	241	шт.
Кабельные системы передачи с частотным разделением каналов	222	шт.
Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)	1862	км
Кабельные линии связи (КЛС)	3606,1	км
Автоматические телефонные станции (АТС)	106	шт.
Диспетчерские коммутаторы (ДК)	70	шт.
Радиостанции	1838	шт.
Аппаратура ВЧ-связи по ВЛ	925	шт.
Вспомогательное оборудование		

Для передачи телеинформации по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 в ЦУС МОЭСК, РДП операционных зон, филиал ОАО «СО ЕЭС» – Московское РДУ организованы «прямые» каналы связи (IEEE 802.3) с интерфейсом 10/100BASE-T (на мультиплексорах FOX515 производства «АББ Энергосвязь»). Невозможность динамического перераспределения пропускной способности физического канала является принципиальным ограничением сети с кросс-коммутацией каналов. Узлами агрегации в Центре управления сетями являются стеки маршрутизирующих коммутаторов Cisco Catalyst 3750. Основным недостатком существующих сетей связи МОЭСК является длительный, трудоемкий процесс перекоммутации и перемаршрутизации каналов в случае серьезного повреждения узла или линии связи, что приводит к низкой оперативности устранения нарушений связи. Для организации передачи телеинформации и других видов технологического трафика используются различные сети передачи данных, не имеющие централизованной системы управления и мониторинга. Организация связи «прямыми» каналами требует большого количества коммутаций, организованных как на конечных, так и транзитных узлах связи, что выполняется с помощью различных систем управления и включает в себя большое количество активного и пассивного оборудования.

1.1.2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

1.1.2.1. Унаследованная АСУ ЭС

В настоящее время на диспетчерских пунктах операционных зон филиалов Высоковольтных электрических сетей, а также Высоковольтных кабельных сетей и Московских кабельных сетей, эксплуатируются пятнадцать унаследованных оперативно-информационных комплексов (далее ОИК) от шести различных производителей. Характеристика ОИК представлена в табл. 1.3.

Указанные в табл. 1.3 ОИК операционных зон филиалов выполняют следующие основные функции:

– сбор и передача телеинформации по параметрам технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени и обработка полученной информации (допусковый контроль, достоверизация, контроль пределов, форматное преобразование данных);

1.3. Характеристика ОИК МОЭСК

Филиал	Операционная зона	Наименование ОИК	Операционная система	Разработчик ОИК	Год установки
ЦУС МОЭСК	Восточная	ОИК «Систел»	Windows 2000	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	2003
Центральные ЭС	Южная	ОИК «ДЭП»	Windows 2000	ООО «Лаборатория ДЭП»	2004
	Северная	ОИК «Систел»	Windows NT 4.0	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	2000
	Дмитровская	ОИК «Систел»	Windows 2000	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	2003
Северные ЭС	Октябрьская	ОИК «СИРИУС»	QNX	НПО «Вира Реалтайм»	1996
Западные ЭС	Можайская	ОИК «Систел»	Windows NT 4.0	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	2006
	Волоколамская	ОИК «КОНУС» (iFIX3.5)	Windows XP Pro	ООО «Конус-М» (GE Fanuc)	2005
	Западная	ОИК «Диспетчер»	Windows 2000	ООО «НТК Интерфейс»	1991
Южные ЭС	Подольская	ОИК «Систел»	Windows 2000	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	1999
	Каширская	ОИК ДЕКОНТ-МОДУС	Windows 2000	ООО «Лаборатория ДЭП»	2002
Восточные ЭС	Ногинская	ОИК «Систел»	Windows NT 4.0	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	1999
	Коломенская	ОИК «Диспетчер»	Windows 2000 Pro	ООО «НТК Интерфейс»	2005
	Шатурская	ОИК «Систел»	Windows 2000	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	2002
ВКС		ОИК «Систел»	Windows 2000	ЗАО «СИСТЕЛ-А»	2000
МКС		ОИК «ДЕКОНТ»	Windows 2000 Pro	ООО «Лаборатория ДЭП»	2006

- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей и другой информации и передача управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики;
- формирование отчетных документов и организация информационного взаимодействия с уровнем ДП филиала ОАО «СО ЕЭС» – Московского РДУ.

Недостаток эксплуатации унаследованной АСУ ЭС – это отсутствие информационной связности ОИК (невозможность контроля режима работы электрических сетей компании в целом, контроля и управления электрическими сетями при изменении границ операционных зон/филиалов) и программных модулей ОИК по выполнению расчетных задач.

1.1.2.2. Внедряемая АСУ ЭС

С 2006 г. в МОЭСК идет внедрение программно-технического комплекса АСУ ЭС на базе единого программного обеспечения разработки компании «IGE Energy Services», широко применяемого в распределительных сетевых компаниях различных стран мира. В настоящее время внедрены следующие модули, входящие в состав комплекса:

- NMS (Networks Management System) – Система управления сетью – предназначена для организации человеко-машинного интерфейса, представления пользователю данных системы диспетчерско-технологического управления и выполнения действий по управлению сетью (базовый модуль АСУ ЭС). Представляет собой базу данных, содержащих модель электрической сети, которая представлена пользователю в графическом виде. Все действия персонала и визуализация данных производятся из единого интерфейса пользователя АСУ ЭС с учетом прав доступа в функциях системы. В системе реализуются основные функции автоматизации управления работами в электрических сетях, а именно:

- 1) визуализация модели сети и состояния электрических соединений, формирование плановых, типовых и внеплановых программ переключений с отслеживанием логики и безопасной последовательности производства переключений на коммутационных аппаратах;

- 2) фиксация всех действий персонала на объектах сетей в электронных журналах, отслеживание отклонений от нормальной схемы, отображение нормативно-справочной информации по элементам оборудования (данные между различными узлами системы АСТУ синхронизируются с помощью механизма репликации данных, таким образом

доступ к единому источнику информации обеспечивается из любого места, где установлен АРМ АСУ ЭС);

– SCADA/FEP – Система сбора и обработки телеинформации, система сбора информации и управления (базовый модуль АСУ ЭС). Представляет собой интегрированную в основной комплекс систему приема и ретрансляции телеметрической информации с помощью набора протоколов обмена информацией, обеспечивающую персонал оперативной информацией о состоянии электрических сетей и позволяет выполнять управляющие действия в реальном масштабе времени. На прием телеинформации используются протоколы стандарта МЭК60870-5-101/104, на ретрансляцию телеинформации – протокол стандарта МЭК60870-5-104. Оператор может наблюдать текущее состояние телесигналов и данные телеизмерений на участках сети и выполнять действия по телеуправлению (в том числе и телерегулированию) объектами. Возможна гибкая настройка сценариев обработки аварийных сигналов и событий, создание автоматических программ для автоматизации производства переключений и разгрузки участков сети, имеется инструмент для конфигурирования состава и параметров принимаемых и ретранслируемых сигналов телеметрии. Производится оценка качества поступающих данных, проверка и вычисление их диапазона значений. Есть возможность продемонстрировать на графиках данные реального времени и данные архивов поступающей телеинформации (телеизмерений и телесигналов);

– DPA (Distribution Power Analysis Suite) – Набор программ расчета режимов электрических сетей (технологических расчетов). В качестве исходных расчетных данных используется модель сети, содержащаяся в БД АСУ ЭС NMS. Человеко-машинный интерфейс для выполнения расчетов также интегрирован в основной интерфейс Системы и обеспечивает представления результатов расчетов на единой схеме сети АСУ ЭС. Основными задачами модуля DPA являются:

1) расчет потокораспределения при планировании переключений, на текущий момент или с учетом будущей возможной нагрузки в узлах сети и токов короткого замыкания при планировании переключений, на текущий момент (текущая или плановая топология сети) или с учетом будущей возможной нагрузки в узлах сети;

2) планирование нагрузки по узлам сети с помощью «профилей нагрузки», статистических данных о нагрузке с учетом времени суток и температуры окружающей среды. В современную версию DPA™ входят функции расчета потокораспределения и токов короткого замыкания в сети с моделированием 3-фазной несимметричной сети;

– IS&R (Information System & Reports) – Система формирования отчетности. Информационная система, позволяющая формировать отчетные формы по любым данным, имеющимся в БД АСУ ЭС. Система позволяет получить доступ к информации в любой момент, даже в периодах высокой загрузки, так как ее функционирование не оказывает влияния на производительность серверов ПТК АСУ ЭС. Имеется возможность создания динамических отчетов, позволяющих отразить состояние сети (диспетчерский рапорт), аварийных сигналов, ресурсов задач и т.д.;

– PI Historian (ПО производства компании OSIsoft) – Система архивирования данных, сохраняет собранные системой данные (в том числе данные телеметрии) для ретроспективного анализа, планирования, статистической обработки и др. Система собирает данные реального времени и имеет механизм обмена данными, обеспечивающий доступ к информации лицам, не входящим в число операторов АСУ ЭС. В подсистеме предусмотрены средства для демонстрации графиков, обработки и анализа данных для выбранных измерений. В АСУ ЭС реализован бесшовный интерфейс с системой PI Historian, который поставляется в пакете ПО АСУ ЭС;

– HV WebView – модуль web-доступа к экранным формам АСУ ЭС. Модуль позволяет искать и просматривать схемы сетей и подстанций, информацию о плановых, внеплановых и аварийных работах с применением Windows® Internet Explorer. С помощью HV WebView можно просматривать также связанные с объектами на схеме сети активные аварийные сигналы, которые обновляются по мере их поступления в систему SCADA/FEP;

– SOAP Interface – модуль, обеспечивающий интерфейс для интеграции с внешними программными продуктами, например с ПК АСУРЭО (ПК Заявки) или т.п.

Для синхронизации времени системы используется приемник Глонасс/GPS с функциями NTP/SNTP-сервера. Синхронизация компонентов производится через локальную сеть по протоколам NTP/SNTP.

Основные функции АСУ ЭС, используемые для автоматизации оперативно-диспетчерского и технологического управления распределительными электрическими сетями:

– оперативный контроль и управление электрооборудованием ПС (SCADA), обмен телеинформацией со смежными уровнями диспетчерского управления и планирование режимов;

– расчет и оптимизация режима сети, токов короткого замыкания и оптимизация топологии сети;

- регулирование напряжения и управление нагрузкой, проведение переключений в сети и управление работой выездных бригад, планирование ремонтов электрооборудования.

Преимущества использования единого программного обеспечения АСУ ЭС:

- обеспечивает безопасное управление, контроль и обслуживание электрической сети любого уровня напряжения, повышает продуктивность работы диспетчера, качество обслуживания потребителей и оперативность;

- обеспечивает эффективную работу и управление выездными бригадами, снижает время восстановления после аварии, предлагает стратегическое решение для устранения результатов аварий и автоматизирует деятельность центра обработки сообщений о возникновении аварий;

- обеспечивает диагностику неисправностей путем интеллектуальной обработки сообщений об авариях, содержит интегрированную систему анализа состояния сети и интегрированную систему обработки телефонных звонков потребителей;

- интегрируется с существующими SCADA и корпоративными системами, обеспечивает полный набор функциональности диспетчерского пункта и представляет собой высоконадежные инсталляции с высоким коэффициентом готовности.

На момент разработки программы узлы единого программно-технического комплекса (ПТК) АСУ ЭС установлены в шести операционных зонах филиалов и ЦУС МОЭСК (рис. 1.1).

1.1.2.3. Информационное обеспечение

Телеинформация от комплексов телемеханики подстанций передается по выделенным каналам связи в унаследованный ОИК соответствующей операционной зоны филиала. Суммарный объем передаваемой телеинформации составляет 35 992 сигналов.

Распределение сигналов по операционным зонам филиалов показано в табл. 1.4.

Весь объем телеинформации передается в ПТК АСУ ЭС путем ретрансляции из унаследованных ОИК операционных зон филиалов. Телеинформация от комплексов телемеханики вновь вводимых в эксплуатацию подстанций по резервируемым каналам связи напрямую передается в узлы сбора ПТК АСУ ЭС (FEP).

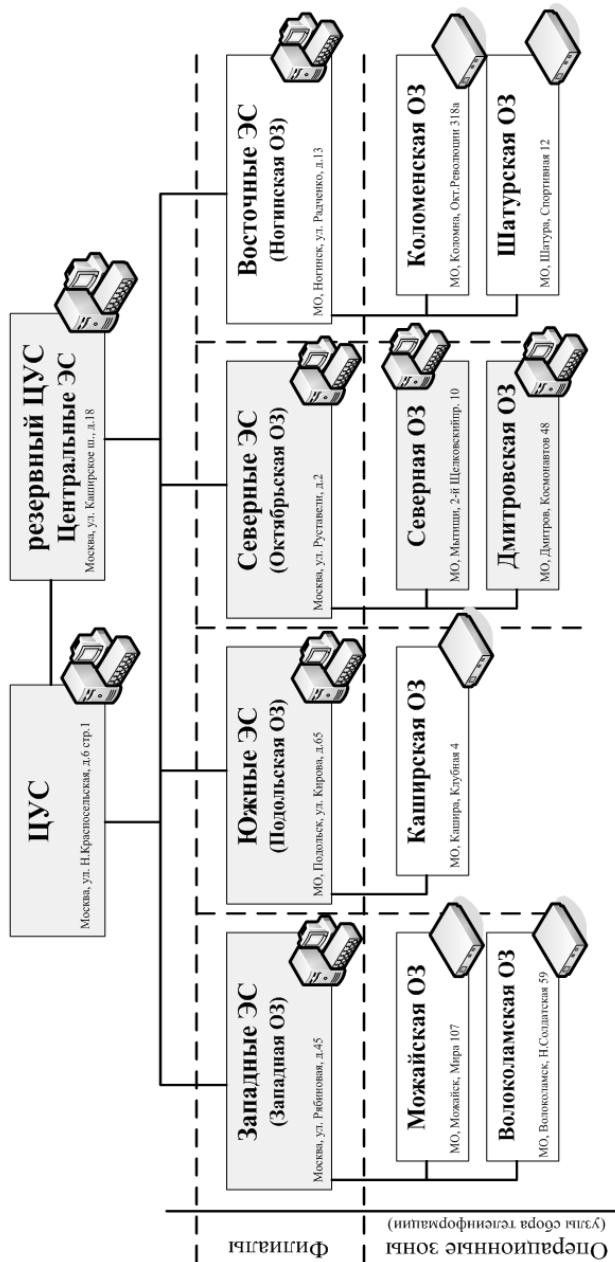


Рис. 1.1. Структура программно-технического комплекса АСУ ЭС

1.5. Распределение сигналов по операционным зонам филиалов

Операционная зона	Количество подстанций, с которых передается ТИ	Общее количество сигналов
Южная	31	8032
Подольская	54	2297
Восточная	40	3461
Западная	57	9380
Октябрьская	50	5026
Северная	25	641
Каширская	30	2387
Дмитровская	11	308
Ногинская	20	874
Шатурская	22	578
Коломенская	30	889
Волоколамская	19	802
Можайская	28	1317
ИТОГО:	417	35 992

1.1.2.4. Информационная безопасность

По результатам проведенного обследования технологических информационных систем и сетей передачи данных комплекса АСТУ МОЭСК можно сделать выводы о недостаточной защищенности информационных и программно-технических ресурсов системы управления.

Данный вывод формируется на основе данных о реализации мер и средств защиты ресурсов АСТУ, поэтому организованы:

- физическая защита и контроль доступа в помещения с оборудованием АСТУ, выделение технологической сети в отдельные сегменты на объектах МОЭСК с использованием средств: межсетевого экранирования Cisco ASA; организации URI; сетевой аутентификации пользователей Cisco Secure;

- централизованный сбор данных аудита (логов) с телекоммуникационного и сетевого оборудования АСТУ на выделенный сервер (syslog), а также используются встроенные механизмы защиты системного (операционные системы, специализированное программное обеспечение сетевого оборудования) и прикладного программного обеспечения АСУ ЭС.

Несмотря на вышеперечисленные меры, присутствует целый ряд недостатков в организации защиты ресурсов АСТУ, отсутствие: системного подхода к безопасности; регламентов периодического мониторинга событий информационной безопасности и действий по реакти-

рованию на них; средств анализа защищенности ресурсов АСТУ; ПТК по обеспечению информационной безопасности АСТУ; подразделения по обеспечению информационной безопасности АСТУ и обученных (сертифицированных) специалистов по применяемым средствам защиты информации, а также концентрация сил по защите исключительно на периметре системы АСТУ (защита на уровне сетевого оборудования) и наличие многочисленных уязвимостей в используемом системном программном обеспечении.

1.1.2.5. Технологическое оснащение диспетчерских пунктов

Для отображения информации на диспетчерских пунктах филиалов функционируют мозаичные щиты заводов «Электропульт» и «ОЗАП». Время установки – с 1970 г. (Дмитровская, Коломенская операционные зоны). Режим работы щитов в основном «темный». В некоторых сетях на диспетчерском щите размещена только часть схем обслуживаемых ПС.

Невозможность добавления схем связана с ограниченной емкостью щита и отсутствием ЗИП для модернизации. Управление щитами выполняет изношенное и морально устаревшее оборудование типа УТБ, ВРТФ, МКТ и т.д., которое к тому же занимает большие производственные площади. Характеристика щитов диспетчерских пунктов операционных зон филиалов показана в табл. 1.5.

1.5. Характеристика щитов диспетчерских пунктов операционных зон филиалов МОЭСК

Филиал	Операционная зона	Тип щита	Контроллеры управления	Год выпуска	Режим работы щита	Состояние щита
ЦУС МОЭСК		Видеопроекционный	TransForm Processor AGS-3390-21	2008	«активный»	Удовлетв.
Центральные ЭС	Южная	Щит з-да ОЗАП	ПУ ВРТФ-3, УТБ-3	1977	«темный»	Неудовлетв.
Западные ЭС	Волоколамская	МАUELL	PLC Direct	2005	«светлый»	Удовлетв.
	Западная	ЩД	Синком-МХ	1977	«темный»	Неудовлетв.
	Можайская	ЩД	КУСТ-Б	1977	«темный»	Неудовлетв.

Продолжение табл. 1.5

Филиал	Операционная зона	Тип щита	Контроллеры управления	Год выпуска	Режим работы щита	Состояние щита
Северные ЭС	Дмитровская	ЩД	ПУ ТМ-320, УТМ-1, УТЬ-3	1970	«темный»	Неудовлетв.
	Октябрьская	ЩД	ВИКОНТ	1986	«темный»	Неудовлетв.
	Северная	ЩД-10	СУС-10	1987	«темный»	Неудовлетв.
Южные ЭС	Подольская	Видеопроекционный	TransForm Processor AGS-3390-21	2008	«активный»	Удовлетв.
	Каширская	ЩД	D-182, DOUТ64	1976	«светлый»	Неудовлетв.
Восточные ЭС	Коломенская	ЩД	ПУ УТЬ-3, ВРТ-53, Микрон, Рисса	1970	«темный»	Неудовлетв.
	Ногинская	Щит 3-да ОЗАП	ПУ ТМ-320, ВРТ-53, МКТ-3	1989	«темный»	Неудовлетв.
	Шатурская	ЩД-10	ПУ ТМ-800В, УТЬ-3, ВРТФ-3, ВРТ-53, КУСТ-Б, Микрон	1985	«темный»	Неудовлетв.

Примечание. Выделенные строки таблицы означают, что в данных операционных зонах будут созданы региональные диспетчерские пункты филиалов.

1.1.2.6. Инженерные системы диспетчерских пунктов

На диспетчерских пунктах операционных зон филиалов отсутствует необходимая инженерная инфраструктура (кондиционирование, вентиляция и др.).

Системы электроснабжения не отвечают требованиям, предъявляемым к потребителям первой категории (отсутствуют второй независимый ввод электроснабжения, системы бесперебойного и гарантированного электропитания). Состав инженерных систем диспетчерских пунктов операционных зон филиалов показан в табл. 1.6.

1.6. Состав инженерных систем диспетчерских пунктов операционных зон филиалов МОЭСК

Наименование системы	ЦЭС		ЗЭС			СЭС			ЮЭС		ВЭС		
	Ю03	В03	МО3	ВО3	ЗО3	ДО3	СО3	ОО3	ПО3	КО3	КО3	НО3	ШО3
Система бесперебойного электропитания	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Система гарантированного электроснабжения	+	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-
Система автоматической пожарной сигнализации	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Система автоматического газового пожаротушения	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-
Система контроля и управления доступом	+	+	-	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-
Система охранной и тревожной сигнализации	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-
Система телевизионного наблюдения	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Система громкоговорящего оповещения	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Система промышленного и офисного кондиционирования	-	+	-	+	-	-	-	-	+	-	-	-	-

Оснащение диспетчерского пункта ЦУС МОЭСК инженерными системами полностью завершено в 2010 г. Таким образом, в настоящее время система сбора и передачи технологической информации в МОЭСК организована большей частью разнотипными и устаревшими устройствами ТМ, а примерно пятая часть подстанций вовсе не телемеханизированы.

Цифровая производственно-технологическая сеть связи организована на основе волоконно-оптических систем передачи г. Москвы со-

ставом синхронных мультиплексоров транспортного уровня STM-16, STM-4 и уровня доступа STM-1 в основном на базе мультиплексоров FOX515 производства «АББ Энергосвязь».

Вместе с этим следует отметить, что основным недостатком существующих сетей связи МОЭСК является длительный, трудоемкий процесс перекоммутации и перемаршрутизации каналов в случае серьезного повреждения узла или линии связи, что приводит к низкой оперативности устранения нарушений связи.

Пятнадцать унаследованных оперативно-информационных комплексов от шести различных производителей не имеют информационной связанности (по контролю режима работы электрических сетей компании в целом и контроля и управления электрическими сетями при изменении границ операционных зон/филиалов) и программных модулей ОИК по выполнению расчетных задач. Технологическое оснащение, инженерные системы и системы электроснабжения диспетчерских пунктов в основном изношенное и морально устаревшее и не отвечают современным требованиям.

По результатам проведенного обследования технологических информационных систем и сетей передачи данных комплекса АСТУ МОЭСК можно сделать выводы о недостаточной защищенности информационных и программно-технических ресурсов системы управления. Поэтому были организованы: физическая защита и контроль доступа в помещения с оборудованием АСТУ; выделение технологической сети в отдельные сегменты на объектах МОЭСК; использование средств межсетевой экранирования Cisco ASA; организация URI, сетевая аутентификация пользователей Cisco Secure; централизованный сбор данных аудита (логов) с телекоммуникационного и сетевого оборудования АСТУ на выделенный сервер (syslog).

1.2. СИСТЕМА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

В целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России между диспетчерским центром филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, Центрами управления сетями и подстанциями МОЭСК должно быть организовано по два независимых цифровых канала (основной и резервный) диспетчерской телефонной связи (ДТС), согласно рис. 1.2 [3].

По целевой модели системы сбора и передачи технологической информации для передачи телеметрической информации должно быть организовано по два прямых канала (основной и резервный) между:

– ДЦ Московского РДУ и подстанциями 110 – 220 кВ МОЭСК, оборудование и устройства которых включены в перечень объектов диспетчеризации Московского РДУ;

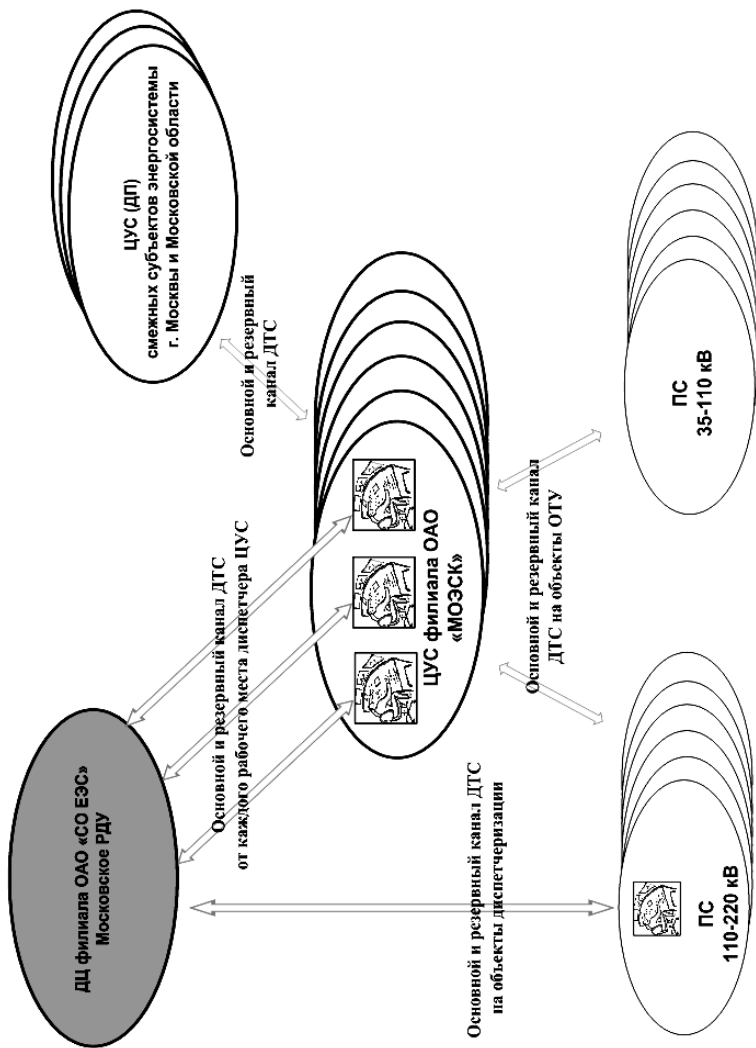


Рис. 1.2. Целевая модель диспетчерской телефонной связи

– ЦУС филиалов МОЭСК (ЦЭС, ВЭС, ЗЭС, ЮЭС и СЭС) и подстанциями 35 – 220 кВ, входящими в их эксплуатационную зону, для обеспечения функций управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств электросетевого комплекса МОЭСК. Основные и резервные цифровые каналы передачи телеметрической информации должны быть независимыми. Передача телеметрической информации должна осуществляться в протоколе МЭК 60870-5-104. Обмен информацией между объектами МОЭСК и ДЦ Московского РДУ должен осуществляться по двум (основному и резервному) присоединениям сетей SDH ОАО «СО ЕЭС» и МОЭСК (см. рис. 1.3).

Основные и резервные каналы диспетчерской связи в направлении ДЦ Московского РДУ должны мультиплексироваться в различные потоки E1, передаваемые через основное и резервное присоединения сетей SDH МОЭСК и ОАО «СО ЕЭС» соответственно. Передача телеметрической информации должна осуществляется по двум цифровым каналам передачи данных (основному и резервному), организуемым через основное и резервное присоединения сетей SDH МОЭСК и ОАО «СО ЕЭС» соответственно. Система сбора и передачи технологической информации МОЭСК должна строиться на базе технологий сетей передачи данных с пакетной коммутацией на основе сетевого протокола IP. Опорная технологическая сеть передачи данных МОЭСК должна обеспечивать обмен информацией по направлениям: ПС – ДЦ; ПС – ЦУС; ЦУС – ДЦ; ЦУС – ЦУС.

ДЦ Московского РДУ, ЦУС филиалов МОЭСК, подстанции 35 – 220 кВ, иные объекты должны подключаться к опорной технологической сети передачи данных МОЭСК двумя независимыми кабелями связи для передачи данных (основным и резервным), через два разнесенных узла агрегации, каждый из которых должен быть присоединен не менее чем к двум магистральным узлам опорной технологической сети передачи данных МОЭСК. При этом единичное повреждение кабеля связи или каналообразующего оборудования не должно приводить к потере основного и резервного каналов передачи данных.

На ПС 35 – 220 кВ, РП, РТП 6 – 20 кВ МОЭСК должны быть организованы узлы доступа технологической сети передачи данных. Основные и резервные каналы передачи данных от подстанции в направлении опорной технологической сети передачи данных МОЭСК должны быть включены в разные маршрутизаторы, каждый из которых в свою очередь должен быть подключен к двум коммутаторам технологической ЛВС-подстанции, обеспечивающим резервированное подключение контроллеров телемеханики, много подстанционного оборудования систем автоматизации ПС, РП, РТП и систем сбора и передачи технологической информации с ПС, РП, РТП.

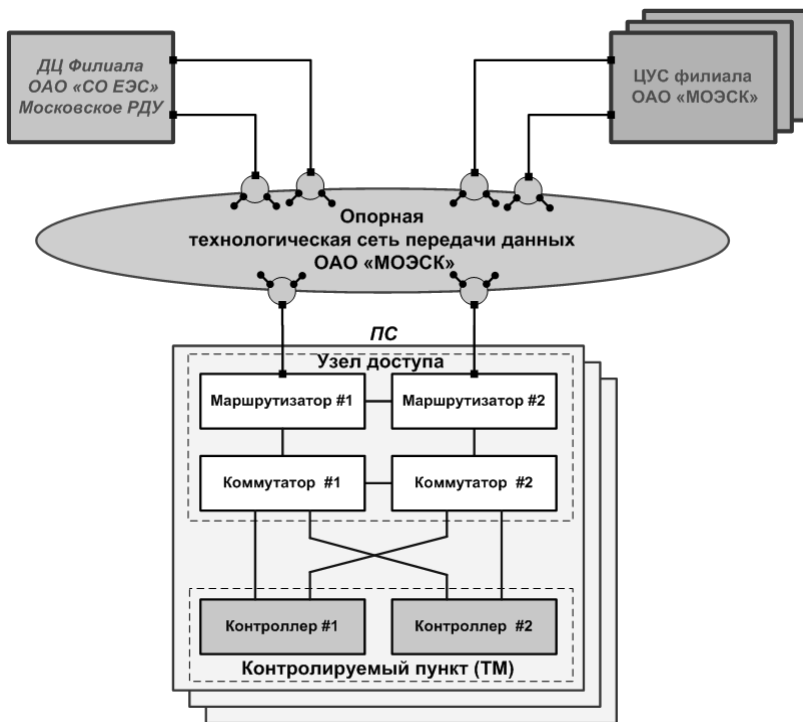


Рис. 1.3. Целевая модель системы сбора и передачи технологической информации:

● – узел агрегации присоединений к опорной технологической сети передачи данных МОЭСК; ■—■ – присоединение объекта АСДУ к узлу агрегации опорной технологической сети передачи данных МОЭСК; ●—● – присоединение узла агрегации к магистральным узлам опорной технологической сети передачи данных МОЭСК

Таким образом, между МОЭСК и другими субъектами, взаимодействующими с МОЭСК при осуществлении оперативно-технологического управления электросетевым комплексом МОЭСК, должен быть организован обмен технологической информацией (в том числе, телеметрической информацией в режиме реального времени) в соответствии с Соглашениями об обмене технологической информацией, заключаемыми взаимодействующими сторонами. Передача телеметрической информации должна быть организована по двум цифровым каналам передачи данных (основному и резервному).

Общая целевая структура автоматизированной системы технологического управления показана на рис. 1.4.

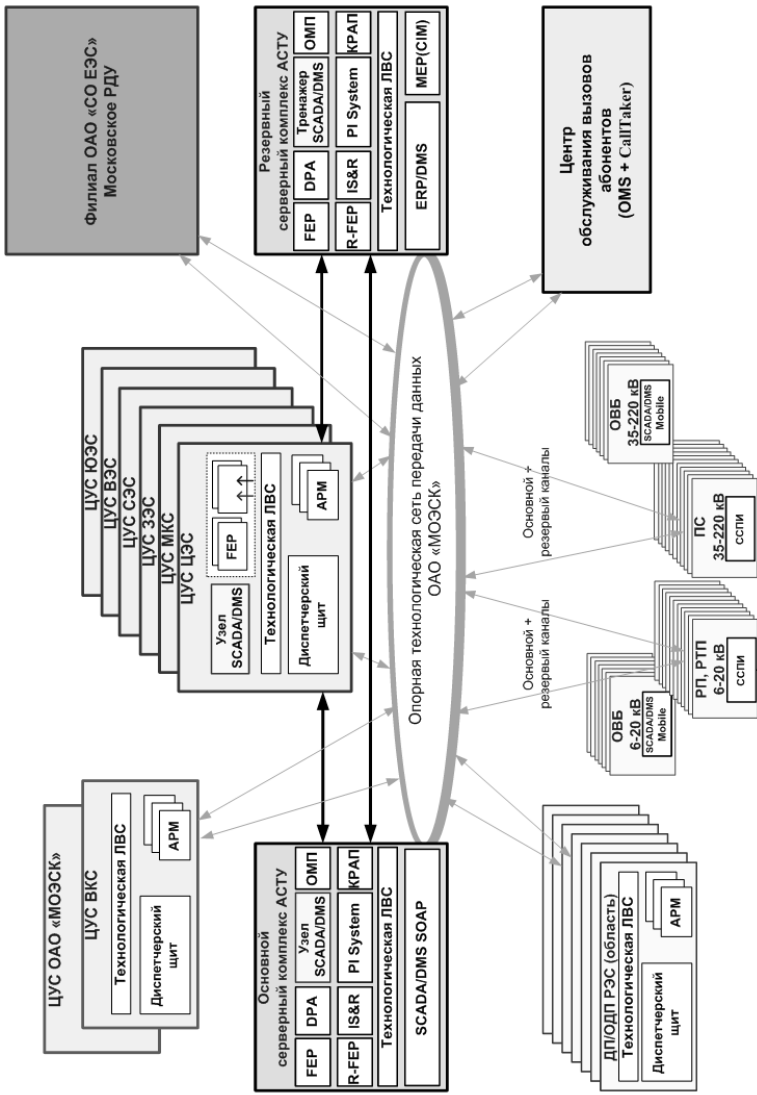


Рис. 1.4. Общая структура автоматизированной системы технологического управления

1.3. ОБОБЩЕННАЯ СТРУКТУРА

Обобщенная структура АСТУ строится на базе двух автоматизированных систем: диспетчерского управления – АСДУ и электрических сетей – АСУ ЭС согласно комплексной программе [3] и ранее показанной авторами работ [4 – 14].

1.3.1. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Структура АСДУ в МОЭСК должна строиться как единая, территориально-распределенная автоматизированная система, обеспечивающая функции оперативно-технологического управления как высоковольтными электрическими сетями 35 – 220 кВ, так и распределительными электрическими сетями 0,4 – 20 кВ в границах эксплуатационной зоны МОЭСК.

Основные моменты реализации целевой модели программно-технического комплекса подсистем АСТУ:

- системы DMS, OMS и ГИС функционируют на базе единой информационно-технологической инфраструктуры;

- OMS-система реализуема при условии интеграции с DMS-системой;

- для полноценного функционирования OMS-системы и разгрузки диспетчеров от звонков потребителей необходимо создание call-центра и ведение базы потребителей электроэнергии;

- интеграция OMS-системы с call-центром выполняется по средствам предоставления оператору «тонкого клиента» к OMS-системе;

- интеграция DMS-системы с объектовыми системами телемеханики, а также ИВК АСТУЭ и АИИС КУЭ с потребителями выполняется по средствам сбора данных по стандартному протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

- на уровне ЦУС МОЭСК, ЦУС филиалов и ДП РЭС располагаются удаленные АРМ диспетчеров, а также диспетчерские щиты с клиентским программным обеспечением для доступа к DMS-, OMS- и ГИС-системам, и имеющие доступ к единой информационно-технологической инфраструктуре;

- ИС-система интегрирована с существующей в МОЭСК ТНС-системой;

- связь между всеми системами обеспечивается по средствам использования опорной технологической сети передачи данных МОЭСК;

- сбор данных от объектовых систем телемеханики объектов 0,4 – 20 кВ осуществляется по беспроводным каналам с использованием

технологии GSM / GPRS / 3G, сетей радиодоступа, PLC, ВОЛС, медно-кабельных линий связи.

В качестве технического решения для реализации системы АСТУ предлагается развивать и использовать существующую единую программную платформу GE Energy. Программный продукт АСУ ЭС обеспечивает автоматизацию оперативных и технологических функций диспетчера, в основе лежит база данных оборудования. База данных оборудования и потребителей обеспечивает структуризацию всех данных, доступ и работу с ними из единого интерфейса системы. Структурирование информации о сетевых активах предприятия позволит отслеживать состояние оборудования и планировать его техническое обслуживание, ремонты и замену. Имеется возможность автоматизации оперативной работы с потребителями (абонентами) сетей. АСУ ЕЭ интегрируется с другими корпоративными системами: информационными, географическими, центрами обработки запросов абонентов сетей.

Интегрированный диспетчерский тренажер позволяет производить диспетчерские тренировки с таким же интерфейсом, как у рабочей диспетчерской системы.

Комплекс на базе программной платформы GE Energy удовлетворяет современным требованиям нормативных документов (по заключению филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики» – НИИ электроэнергетики – Технический отчет, шифр № 2-4-12-14-70-80-182/07, 2007 г.), предъявляемым к подобным системам для эксплуатации в сетевом комплексе, в частности «Типовым решениям по программно-аппаратному оснащению ЦУС».

Основные составляющие комплекса:

ОИК (SCADA/FEP, система сбора информации и управления) представляет собой интегрированную систему, обеспечивающую персонал диспетчерской информацией о состоянии электрических сетей и позволяет выполнять управляющие действия в реальном масштабе времени. Оператор может наблюдать текущее состояние и данные измерений на участках сети и выполнять действия телеуправления. Возможна настройка обработки аварийных сигналов и событий, создание автоматических программ для автоматизации переключения фидеров и разгрузки участков сети, имеется инструмент для конфигурирования FEP, КП и отдельных точек телемеханики. Производится оценка качества поступающих данных и проверка их диапазона значений. Есть возможность продемонстрировать на графиках данные реального времени и данные истории по аналоговым величинам (телеизмерениям).

Система управления сетью NMS (Networks Management System) предназначена для организации человеко-машинного интерфейса,

представления пользователю данных системы диспетчерско-технологического управления и выполнения действий по управлению сетью. Все действия персонала служб и визуализация данных производятся из единого интерфейса пользователя АСУ ЭС с учетом прав доступа. Имеется стандартная возможность включить актуализацию состояния сети в программу переключений, что позволяет синхронизировать изменения с работами на линии.

Набор программ анализа (технологических расчетов) DPA (Distribution Power Analysis Suite) использует собственный сервер DPA. Индивидуальные данные DPA содержатся в базе данных АСУ ЭС, а человеко-машинный интерфейс расширен для обеспечения управления DPA и представления результатов на единой схеме сети АСУ ЭС. Основными задачами DPA являются: поддержание приемлемых коммутационных последовательностей при отказах и заданиях на техническое обслуживание, а также анализ существующих системных условий в реальном времени для обеспечения оценок перетоков мощности и рекомендаций по топологическим изменениям схемы, ответвлениям трансформаторов и т.д. В современную версию DPA™ входят функции анализа потокораспределения и неисправностей сети (с моделированием 3-фазной сети).

Система обработки аварийных звонков потребителей TCS (Trouble Call System) в реальном времени сопоставляет информацию о вызовах технического обслуживания с состоянием распределительной сети и оборудования, позволяя выдавать ремонтной бригаде и потребителю точную информацию об инциденте в сети. Система позволяет заносить, сортировать и работать с информацией, связанной с потребителями (прием звонков, информация о потребителях) и обслуживанием объектов (информация о текущих работах и авариях, количество аварий на конкретном объекте и их детали, информация о ремонтных бригадах и т.д.).

Информационная система IS&R (Information System & Reports) предоставляет управленческому персоналу широкие возможности для создания отчетов из любых данных, имеющихся в системе АСУ ЭС. Система позволяет получить доступ к информации в любой момент, даже в периодах высокой загрузки, так как ее функционирование не оказывает влияния на производительность серверов АСУ ЭС. Имеется возможность создания динамических отчетов, позволяющих отразить состояние аварийности, ресурсов, задач и т.д.

Система архивирования PI Historian сохраняет собранные системой данные для ретроспективного анализа режимов, планирования, статистической обработки и др. Система собирает деловую информацию о предыстории, данные реального времени и имеет механизм об-

мена данными, обеспечивающий доступ к информации лицам, не входящим в число операторов АСУ ЭС. В подсистеме предусмотрены средства для демонстрации графиков и анализа тенденций для выбранных измерений.

Система подготовки диспетчерского персонала в АСУ ЭС (Training node) устанавливается на отдельной рабочей станции и позволяет решать следующие основные задачи: обучение персонала работе с системой АСУ ЭС, подготовку персонала службы на диспетчерском тренажере, отладку при внесении с БД оборудования и схему сети изменений, перед внесением их в рабочую систему.

Приложение LV WebView позволяет совместить схемы сети (в том числе низковольтные) и данные географической информационной системы (GIS) с функциями управления сетью и характеристиками потребительского присоединения. Предоставляется возможность управлять низковольтной сетью без ее моделирования в системе АСУ ЭС путем использования существующих данных GIS. LV WebView работает через www-интерфейс с использованием Microsoft Internet Explorer™.

Модуль TCSLite предоставляет доступ к части функций системы TCS через интерфейс www...., что позволяет удаленному диспетчеру либо ремонтной бригаде на выезде отмечать статус задачи и вносить свои замечания по ходу выполнения ремонтных работ.

Модуль HV WebView позволяет искать и просматривать информацию о плановых, внеплановых и аварийных работах с применением Windows® Internet Explorer. В модуле организован быстрый переход по заданным критериям между перечнем работ и схемой сети. С помощью HV WebView можно просматривать активные аварийные сигналы, связанные с состоянием сети, которые регулярно обновляются.

Преимущества использования единого программного обеспечения АСУ ЭС:

- обеспечивает безопасное управление, контроль и обслуживание электрической сети любого уровня напряжения и эффективную работу и управление выездными бригадами, повышает продуктивность работы диспетчера и качество обслуживания потребителей и оперативность;

- снижает время восстановления после аварии, предлагает стратегическое решение для устранения результатов аварий и автоматизирует деятельность центра обработки сообщений о возникновении аварий;

- обеспечивает диагностику неисправностей путем интеллектуальной обработки сообщений об авариях, содержит интегрированную систему анализа состояния сети, интегрированную систему обработки

телефонных звонков потребителей и полный набор функциональности диспетчерского пункта;

– интегрируется с существующими SCADA и корпоративными системами и представляет собой высоконадежные инсталляции с высоким коэффициентом готовности.

1.3.2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ

АСУ ЭС должна обеспечивать единство информационной модели (модели представления информации), конфигурационных данных, графической, атрибутивной информации и информации реального времени (телеметрической информации). АСУ ЭС должна включать два взаиморезервирующих *серверных комплекса АСТУ* (основной и резервный) и серверные комплексы АСТУ ЦУС филиалов МОЭСК, выполняющих операционные функции.

В целевой архитектуре системы АСТУ (рис. 1.5) ядро АСУ ЭС образуют семь территориально разнесенных «Узлов SCADA/DMS» (*Supervisory Control And Data Acquisition* – Система сбора и оперативного контроля данных/*Distribution Management System* – Система управления распределительной электрической сетью), шесть из которых в комплекте с оборудованием узлов сбора и передачи технологической информации реального времени должны размещаться непосредственно в ЦУС филиалов МОЭСК, выполняющих операционные функции, один – в составе *основного серверного комплекса АСУЭС*.

В состав *резервного серверного комплекса АСУ ЭС* должен входить изолированный специализированный узел SCADA/DMS – «Тренажер SCADA/DMS», предназначенный для проведения тренировок оперативного персонала.

Диспетчерские пункты всех уровней оперативно-технологического управления МОЭСК (ЦУС МОЭСК, ЦУС филиалов, ДП РЭС) должны быть оснащены системами коллективного отображения информации – диспетчерскими щитами на базе модульной подсистемы видеоотображения, поддерживающей стандартные графические интерфейсы, и резервированного графического контроллера с установленным клиентским специальным программным обеспечением АСУ ЭС.

Рабочие места диспетчеров всех уровней оперативно-технологического управления должны быть оснащены автоматизированными рабочими местами с установленным клиентским программным обеспечением АСУ ЭС.

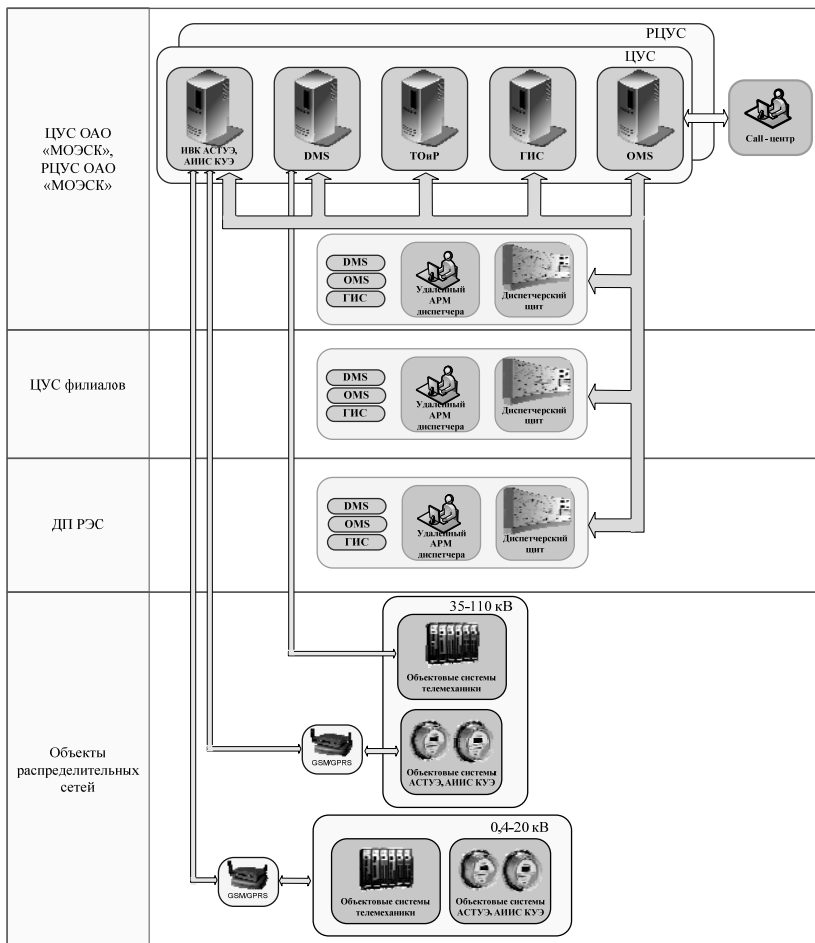


Рис. 1.5. Целевая архитектура системы АСТУ

Оперативный персонал (ОВБ, дежурные подстанций) должен быть оснащен мобильными терминалами SCADA/DMS Mobile, которые должны обеспечивать информационное взаимодействие оперативного персонала с АСУ ЭС в режимах on-line и off-line, обладать функциями автоматизированного рабочего места, отображать состояние оборудования и позволять документировать выполнение пунктов программ/бланков переключений, вносить замечания по ходу выполнения работ.

Для обеспечения выполнения целевой модели оперативно-технологического управления МОЭСК требуется модернизация ССПИ на всех ПС МОЭСК, а также пересмотр «Программы модернизации и расширения систем сбора и передачи информации на подстанциях МОЭСК, утвержденной МОЭСК и согласованной Московским РДУ 19.10.2010.

Функции системы АСУ ЭС в обобщенной архитектуре АСТУ (рис. 1.6) следующие:

- оперативный контроль и отображение состояния текущих режимов, схемы и оборудования основной электрической сети, управление оперативными переключениями в электрических сетях, анализ и планирование режимов электрических сетей;
- коллективное отображение информации, контроль предельных параметров, телеуправление коммутационными аппаратами электрической сети, формирование сигнализации (в том числе обобщенной) о различных технологических событиях;
- контроль знаний оперативного персонала, процессов эксплуатации и ремонта электрических сетей, ведение топологической схемы сети, однолинейных схем объектов, характеристик оборудования, автоматическое управление и регулирование, мониторинг отдельных параметров и режимов работы электрооборудования объектов;
- ведение архивов измеряемых и рассчитываемых значений с регулируемой длительностью хранения и интервалом записи. В данный момент в системе DMS отсутствуют объекты сетей 0,4 – 20 кВ, что не позволяет реализовать функции оперативно-технологического управления объектами распределительных сетей. Это в целом снижает наблюдаемость и не позволяет реализовать функционал OMS-системы. Помимо создания в DMS-системе объектов сетей 0,4 – 20 кВ необходимо проводить оснащение телемеханикой данных объектов, что позволит получать информацию по ТС и ТИ этих объектов, а также выполнять телеуправление.

Основные функции АСУ ЭС, используемые для автоматизации оперативно-диспетчерского и технологического управления распределительными электрическими сетями:

- оперативный контроль и управление электрооборудованием ПС (SCADA);
- обмен телеинформацией со смежными уровнями диспетчерского управления;
- планирование режимов: расчет токов короткого замыкания, оптимизации режима сети и топологии сети; регулирование напряжения; управление нагрузкой; проведение переключений в сети и управление работой выездных бригад; планирование ремонтов электрооборудования.

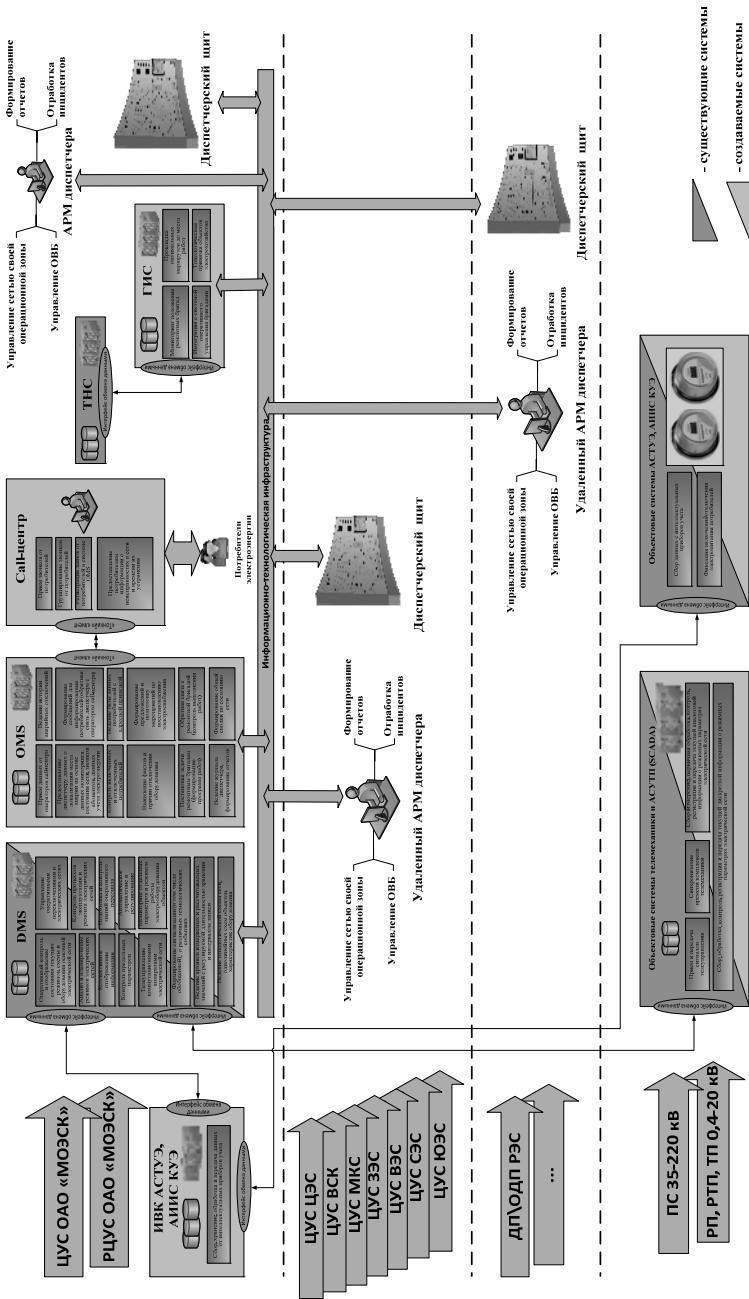


Рис. 1.6. Обобщенная структура АСТУ

Таким образом, внедряемый единый программно-технический комплекс АСУ ЭС имеет следующие характеристики и свойства, отвечающие требованиям, предъявляемым к современным АСУ ЭС:

- система полностью создана на базе открытых стандартов и сервера приложений, которые существуют для различных платформ (UNIX/Linux);

- система поддерживает Windows-клиентов, удобный графический пользовательский интерфейс. АСУ ЭС является конфигурируемой системой, что позволяет привилегированным пользователям наращивать или уменьшать набор выполняемых задач без необходимости программирования;

- высокий уровень соответствия системы требованиям управляющего персонала в результате реализации высококачественных, хорошо детализованных информационных отчетов, получаемых из системы. Информация, получаемая из АСУ ЭС, позволяет менеджерам принимать обоснованно стратегические решения и выпускать пресс-релизы;

- высокий уровень соответствия системы требованиям пользователя, так как при разработке АСУ ЭС анализировалась реальная работа оператора диспетчерского центра;

- гибкая расширяемая архитектура, интеграция с другими системами, высокая надежность/отказоустойчивость. Архитектура ПТК АСУ ЭС обладает уникальными характеристиками для обеспечения высокой готовности и устойчивости функционирования в формате 24×7 для решения ответственных задач даже в критических условиях. Автоматическое дублирование операций и переключение потребителей при отказах обеспечивают непрерывность работы системы. К настоящему времени ПТК АСУ ЭС накопили более 500 000 часов работы, что обеспечивает общую готовность системы более чем 99,997 %;

- полная репликация данных между узлами в реальном времени. ПТК АСУ ЭС использует технологию симметричной асинхронной репликации реляционной БД (RS) для обеспечения идентичности данных, используемых всеми серверами системы. Все транзакции обрабатываются локальным сервером независимо от того, как происходит обработка другими серверами. В результате отсутствует какая-либо потеря производительности в случае выхода из строя какого-либо сервера;

- высокая производительность/малое время доступа; объектно-ориентированная технология и технология экспертных систем;

- гипертекстовая документация, доступ через WWW, реляционная СУБД RACLE, сеть на базе Ethernet TCP/IP, ввод-вывод графики в формате DXF, поддержка технологий SQL, ODBC, COM interoperability, распределение загрузки между серверами, модульная архитектура, обладающая высокой живучестью, допускающая потерю компонентов и продолжающая функционирование с автоматической обработкой отказов в случае необходимости;

– ежегодные обновления программного обеспечения системы. Программное обеспечение ПТК АСУ ЭС обновляется ежегодно и доступно для тестирования. Обновление программного обеспечения производится свободно в рамках долговременного гарантийного (сервисного) контракта. Такой подход продлевает жизнь системы, экономит затраты заказчика и позволяет добавлять функциональность для соответствия системы требованиям рынка;

– концепция проектирования АСУ ЭС позволяет обеспечивать поэтапное развитие в соответствии с требованиями расширения компании. Поэтому АСУ ЭС может поддержать любой тип организационной реструктуризации, например консолидацию и централизацию, децентрализацию, слияние и поглощение.

1.4. ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ

Автоматизированная система технологического управления обеспечивает: задачи повышения эффективности функционирования и управления всего электросетевого комплекса; требуемые показатели качества электрической энергии; надлежащие уровни обслуживания участников энергетического рынка при решении задач транспорта и распределения энергии, а также обеспечивает наблюдаемость за процессами, происходящими на объектах распределительных электрических сетей, и позволяет снизить ущерб от аварий и сократить сроки их ликвидаций. В рамках модели АСТУ МОЭСК были выделены три функциональные подсистемы (рис. 1.7) [3]:

1. Система *мониторинга состояния распределительной сети* на основе: автоматизированной системы управления электрическими сетями – АСУ ЭС 6 – 20 кВ и диспетчерского управления – АСДУ сети класса напряжения 35 – 220 кВ; объектовых систем телемеханики; интеграции с интеллектуальными системами технического (АСТУЭ) и коммерческого (АИИС КУЭ) учета электроэнергии.

2. Система *управления восстановлением электроснабжения* на основе информационной системы управления восстановления электроснабжения (ИСУ ВЭ) и call-центра.

3. Система *оперативного управления восстановительными работами* на основе системы управления ОВБ и Геоинформационной системы (ГИС).

Рассмотрим подробнее функции в целевой модели АСТУ МОЭСК, реализованные на базе следующих программно-технических систем и их взаимодействия (рис. 1.8): АСДУ (DMS/SCADA); ИСУ ВЭ (OMS); call-центр; геоинформационная система; информационно-вычислительный комплекс АСТУЭ и АИИС КУЭ (сбор, обработка, хранение и передача технологической информации);

АСТУ

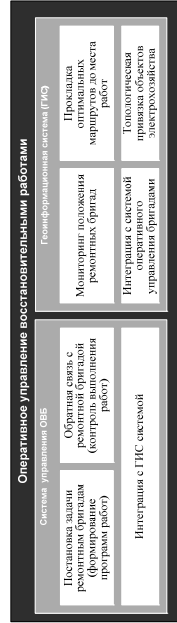
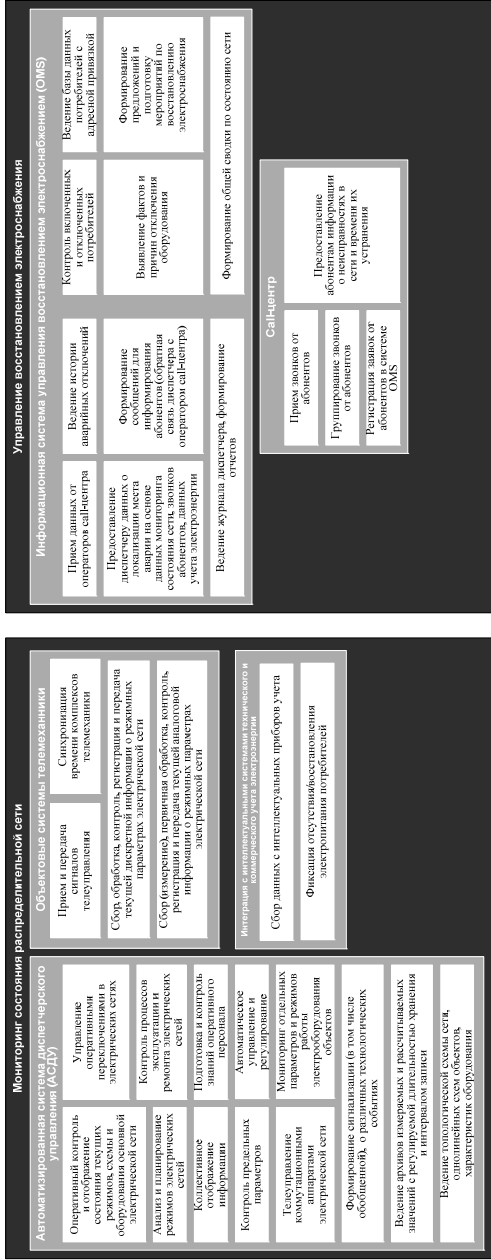


Рис. 1.7. Функции и подсистемы АСТУ

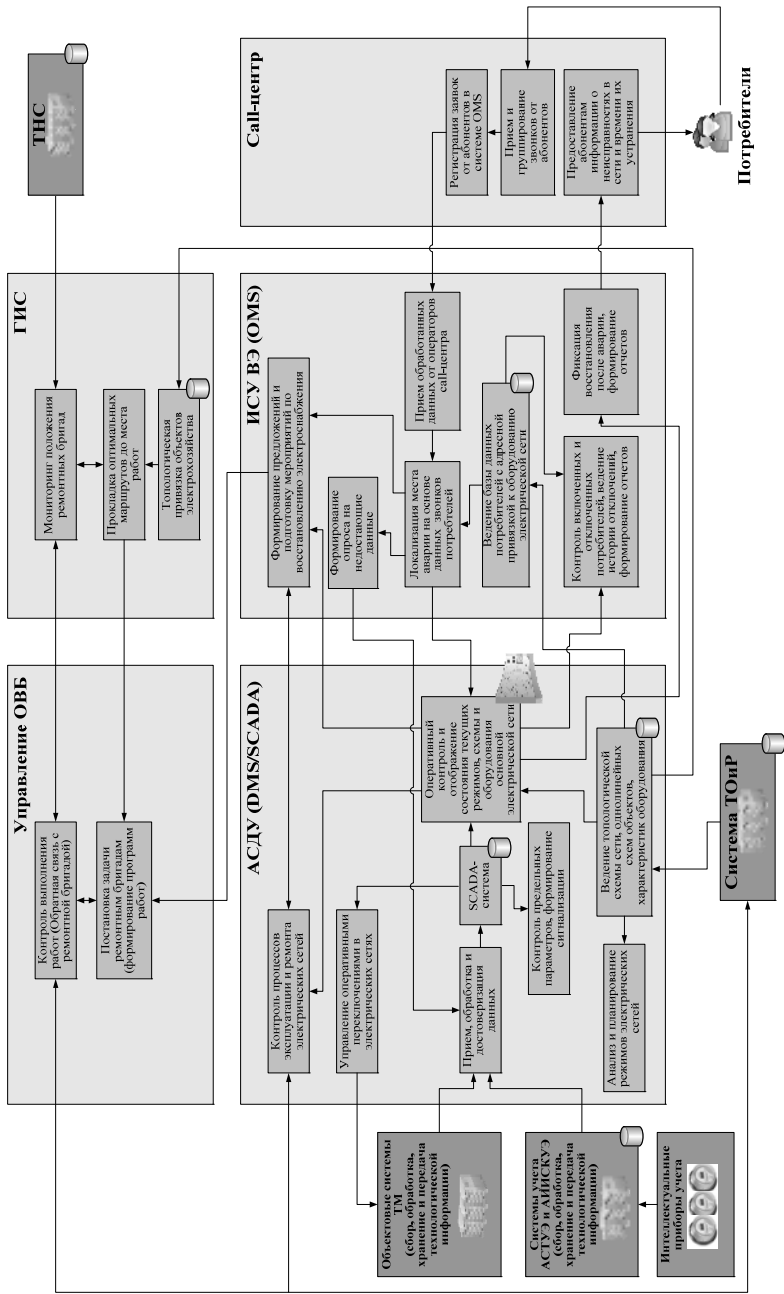


Рис. 1.8. Взаимодействие подсистем в целевой модели АСТУ

объектовые системы телемеханики и АСУ ТП (SCADA); объектовые системы АСТУЭ и АИИС КУЭ с потребителями (интеллектуальные приборы учета).

Система DMS/SCADA осуществляет:

- оперативный контроль и отображение состояния текущих режимов, схемы и оборудования основной электрической сети, управление оперативными переключениями в электрических сетях и анализ и планирование режимов электрических сетей;

- контроль процессов эксплуатации, ремонта электрических сетей и предельных параметров, коллективное отображение информации, подготовку и контроль знаний оперативного персонала;

- автоматическое управление, регулирование, телеуправление коммутационными аппаратами электрической сети и мониторинг отдельных параметров и режимов работы электрооборудования объектов, формирование сигнализации (в том числе обобщенной) о различных технологических событиях;

- ведение архивов измеряемых и рассчитываемых значений с регулируемой длительностью хранения и интервалом записи, топологической схемы сети, однолинейных схем объектов и характеристик оборудования.

Система OMS обеспечивает:

- прием данных от операторов call-центра, ведение истории аварийных отключений, предоставление диспетчеру данных о локализации места аварии на основе данных мониторинга состояния сети, звонков абонентов, данных учета электроэнергии;

- формирование сообщений для информирования абонентов (обратная связь диспетчера с оператором call-центра), контроль включенных и отключенных потребителей, ведение базы данных потребителей с адресной привязкой и выявление фактов и причин отключения оборудования;

- формирование предложений и подготовку мероприятий по восстановлению электроснабжения (постановка задачи ремонтным бригадам, т.е. формирование программ работ, а также обратная связь с ремонтной бригадой, т.е. контроль выполнения работ), ведение журнала диспетчера, формирование отчетов и общей сводки по состоянию сети.

Call-центр осуществляет:

- прием и группирование звонков от абонентов, регистрацию заявок от абонентов в системе OMS и предоставление абонентам информации о неисправностях в сети и времени их устранения.

Геоинформационная система обеспечивает:

– мониторинг положения ремонтных бригад, прокладку оптимальных маршрутов до места работ, интеграцию с системой оперативного управления бригадами и топологическую привязку объектов электрохозяйства.

Информационно-вычислительный комплекс АСТУЭ, АИИС КУЭ с потребителями осуществляет: сбор, хранение, обработку и передачу данных от интеллектуальных приборов учета.

Объектовые системы телемеханики и АСУТП (SCADA) реализуют:

– прием и передачу сигналов телеуправления, синхронизацию времени комплексов телемеханики, сбор (измерение) и первичную обработку, контроль, регистрацию и передачу текущей дискретной информации о режимных параметрах электрической сети;

– сбор (измерение) и первичную обработку, контроль, регистрацию и передачу текущей аналоговой информации о режимных параметрах электрической сети.

Объектовые системы АСТУЭ и АИИС КУЭ осуществляют: сбор данных с интеллектуальных приборов учета, фиксацию отсутствия/восстановления электропитания потребителей.

Таким образом, целевая модель АСТУ в МОЭСК на базе систем: мониторинга состояния распределительной сети, управления восстановлением электроснабжения, оперативного управления восстановительными работами, – наиболее полно обеспечивает эффективное выполнение задач по функционированию и управлению всего электросетевого комплекса 0,4 – 220 кВ.

Далее во второй главе рассмотрим этапы реализации целевой модели автоматизированной системы технологического управления МОЭСК.

Выводы

В настоящее время система сбора и передачи технологической информации в МОЭСК, цифровая производственно-технологическая сеть связи на основе волоконно-оптических систем передачи г. Москвы на базе мультиплексов FOX515 не в достаточной мере обеспечивает оперативность по управлению и устранению нарушений связи из-за трудоемкого процесса перекоммутации и перемаршрутизации каналов связи.

Унаследованные оперативно-информационные комплексы от шести различных производителей не имеют информационной связанности (по контролю режима работы электрических сетей компа-

нии в целом и контроля и управления электрическими сетями при изменении границ операционных зон/филиалов) и программных модулей ОИК по выполнению расчетных задач. Технологическое оснащение, инженерные системы и системы электроснабжения диспетчерских пунктов в основном изношенное и морально устаревшее и не отвечают современным требованиям.

Технологические информационные системы и сети передачи данных комплекса АСТУ МОЭСК недостаточно защищены по информационным и программно-техническим ресурсам системы управления, для чего предварительно организовано: физическая защита и контроль доступа в помещения с оборудованием АСТУ; выделение технологической сети в отдельные сегменты на объектах МОЭСК; использование средств межсетевое экранирования Cisco ASA; организация URI; сетевая аутентификация пользователей Cisco Secure; централизованный сбор данных аудита (логов) с телекоммуникационного и сетевого оборудования АСТУ на выделенный сервер (syslog).

Таким образом, внедряемый единый программно-технический комплекс АСУ ЭС с предварительно организованными функциями и предложенной целевой моделью будет полностью отвечать требованиям, предъявляемым к подобным системам.

2. ЭТАПНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ЦЕЛЕВОЙ МОДЕЛИ АСТУ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 35 – 220 КВ

Рассмотрены этапы реализации целевой модели автоматизированной системы технологического управления МОЭСК в виде следующих функциональных блоков: системы телемеханики, технологической сети передачи данных и автоматизированной системы диспетчерского управления.

2.1. СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Программа в части обновления комплексов телемеханики выполняется в один этап, в составе которого ежегодно реализуются титулы инвестиционной программы МОЭСК, состоящие из следующих мероприятий [3]:

- проведение технического анализа состояния систем телемеханики на ПС, указанных в титуле инвестиционной программы, и разработка технического задания и получение технических условий из Московского РДУ на выполнение технорабочего проекта по реконструкции (модернизации) систем телемеханики в соответствии с согласованной 19.10.2010 г. с Московским РДУ «Программой модернизации и расширения ССПИ на ПС МОЭСК;
- проведение конкурсных процедур на реконструкцию (модернизацию) систем телемеханики, разработка технорабочего проекта по реконструкции (модернизации) систем телемеханики победителем конкурса;
- согласование с Московским РДУ технорабочего проекта по реконструкции (модернизации) систем телемеханики, приобретение необходимого для реконструкции (модернизации) систем телемеханики оборудования;
- выполнение монтажных работ и пусконаладочных работ, проведение комплексных и прямо-сдаточных испытаний систем телемеханики.

2.1.1. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ СВЯЗИ

Сеть сбора и передачи технологической информации МОЭСК должна обеспечивать возможность сбора и обмена данными существующих и перспективных технологических и вспомогательных систем с использованием протоколов пакетной передачи IPv4/IPv6 и технологии организации виртуальных закрытых сетей для формирования изолированных сегментов взаимодействия. Применяемые технические средства должны обеспечивать создание единой конвергентной среды

передачи различных видов информации, приоритетное обслуживание для систем технологического назначения, передачу значительных объемов данных в реальном и приближенном к реальному времени, передачу голосовой информации. Топологические решения и конструкция оборудования должны обеспечивать бесперебойную передачу информации с возможностью проведения регламентных работ без вывода оборудования из работы. Объектами модернизации являются телекоммуникационное оборудование связи подстанций и магистральная инфраструктура технологической сети передачи данных. Закладываемые решения должны обеспечивать возможность использования различных транспортных технологий и коммуникационных стандартов в зависимости от доступности и целесообразности использования на отдельных узлах ССПТИ, что будет определено в процессе технического и рабочего проектирования. Для выполнения указанных задач планируется создание технологической сети передачи данных (ТСПД).

2.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Создание ТСПД позволит обеспечить [3]:

- возможность сбора и обмена данными, работу в изолированных сегментах сети существующих и перспективных технологических и вспомогательных подсистем с использованием протоколов пакетной передачи IPv4/IPv6 и технологии организации виртуальных закрытых сетей;
- передачу телеинформации по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 в ЦУС МОЭСК, диспетчерский пункт филиалов, филиал «СО ЕЭС» – Московское РДУ;
- создание единой конвергентной среды передачи различных видов информации, приоритетное обслуживание для систем технологического назначения, передачу значительных объемов данных (видео) в реальном и приближенном к реальному времени, передачу голосовой информации;
- бесперебойную передачу информации с возможностью проведения регламентных работ на аппаратуре передачи данных без вывода из работы направления передачи информации.

Из проведенного анализа потребностей передачи технологической информации с подстанции МОЭСК на ДЦ видно, что узел доступа к технологической сети передачи данных на подстанции должен обеспечивать агрегацию локального трафика на подстанциях с доступом в опорную сеть MPLS и возможностью организации виртуальных закрытых сетей VPN для следующих информационных обменов (табл. 2.1).

2.1. Информационные обмены в МОЭСК

№ п/п	Подсистема	Характеристика скорости обмена информацией	Количество каналов и скорость передачи данных
1	Телемеханика ОАО «СО ЭЭС» (Московское РДУ)	Постоянная	2×128 кбит/с
2	Телемеханика ДП операционной зоны	Постоянная	2×128 кбит/с
3	Телемеханика ЦУС МОЭСК	Постоянная	2×128 кбит/с
4	АИИС	Переменная	2×128 кбит/с
5	ОМП	Переменная	2×128 кбит/с
6	КРАП	Постоянная	2×256 кбит/с
7	АСУ ТП	Переменная	2×2048 кбит/с
8	Телефония	Постоянная	2×128 кбит/с
9	Видеонаблюдение	Постоянная	2×2048 кбит/с
10	Противоаварийная автоматика	Постоянная	2×2048 кбит/с
	ИТОГО (10 подсистем, 20 каналов, скорость обмена с учетом служебного трафика ~7,5 Мбайт/с)		2×7168 кбит/с

Из таблицы 2.1 видно, что проходящий по опорному кольцу технологический трафик от 468 подстанций (110/220 кВ) МОЭСК до диспетчерских центров может составить ~3,5 Гбайт/с.

С учетом дальнейшего расширения сети, появления новых подсистем на подстанциях, резервирования направлений и т.д. планируется иметь 2-кратный запас пропускной способности узлов и скорости передачи данных каналов опорного кольца, что составит 7 Гбайт/с. Для упрощения управления, мониторинга, технического обслуживания оборудования и эксплуатации сети передачи данных для технологического трафика предлагается использовать технологию MPLS (Multiprotocol Label Switching – мультипротокольная коммутация по меткам), которая позволяет в режиме, близком к реальному времени, автоматически осуществлять переключения на резервные ресурсы сети

передачи данных с помощью средств динамической маршрутизации и резервирования коммутационной емкости.

Создание ТСПД предусматривает реализацию следующих этапов:

1. Создание опорного магистрального кольца ТСПД: центральный узел связи; узел связи ДП Октябрьской операционной зоны Северных ЭС; ЗУС № 4 Центральные электрические сети (узел связи ДП Западной операционной зоны Западных ЭС); узел связи ДП Южной операционной зоны Центральные ЭС.

Создание опорного кольца сети передачи данных ТСПД направлено на построение сетевой инфраструктуры достаточной производительности и пропускной способности, устойчивой к отказам оборудования и авариям на каналах связи, и заключается в установке сетевого оборудования на узлах связи и объединении их в сеть по ВОЛС, объединение узлов опорного магистрального кольца в сеть 10GigabitEthernet.

2. Модернизация существующей сети передачи данных. Увеличение пропускной способности существующей сети передачи данных для обеспечения резервирования опорного кольца передачи данных до 10GigabitEthernet.

Увеличение пропускной способности существующей сети передачи данных позволит использовать ее в качестве резервного магистрального опорного кольца, что увеличит надежность создаваемой системы. Включает в себя замену модулей передачи информации на существующих узлах на более скоростные (10GigabitEthernet).

3. Создание узлов агрегации ТСПД на объектах г. Москвы: центральный узел связи; узел связи ДП Октябрьской операционной зоны Северных ЭС; ЗУС № 4 Центральные ЭС (узел связи ДП Западной операционной зоны Западных ЭС); узел связи ДП Южной операционной зоны Центральные ЭС. Подключение узлов агрегации к основному и резервному магистральным опорным кольцам ТСПД.

Создание узлов агрегации ТСПД позволит агрегировать различные по типу каналы связи от подстанций. Включает в себя построение узлов агрегации и подключение их к опорным магистральным кольцам передачи данных по ВОЛС или каналам связи аппаратуры мультиплексирования синхронной цифровой иерархии.

4. Построение узлов агрегации (узлов связи) на девяти диспетчерских пунктах г. Москвы и Московской области следующих операционных зон: Дмитровской, Северной, Шатурской, Коломенской, Ногинской, Подольской, Каширской, Можайской и Волоколамской, а также на семи подстанциях: Омега, Н. Софрино, Восточная, Боброво, Чертаново, Голицыно и Красногорская.

Следовательно, создание узлов агрегации ТСПД позволит агрегировать различные по типу каналы связи от подстанций. Включает в себя построение узлов агрегации и подключение их к опорным магистральным кольцам передачи данных по ВОЛС или каналам связи аппаратуры мультиплексирования синхронной цифровой иерархии. Топология сети, состав магистральных узлов и узлов агрегации уточняется на этапе проектирования.

5. Строительство волоконно-оптических линий связи.

В целях обеспечения ТСПД физической средой передачи планируется строительство волоконно-оптических линий связи в г. Москве и Московской области (табл. 2.2).

6. Создание узлов доступа ТСПД на подстанциях. Создание узлов доступа включает в себя:

– установку на подстанциях оборудования доступа, к которому производится подключение находящихся на подстанции устройств и комплексов;

– подключение узлов доступа к узлам агрегации по имеющимся, строящимся или арендованным каналам связи.

Следовательно, создание узлов доступа ТСПД на подстанциях позволит подключать к ТСПД различные технологические устройства и комплексы, находящиеся на подстанциях, с возможностью приоритетности трафика технологического назначения. Включает в себя построение узлов связи и подключение их через собственные (по ВОЛС или каналам связи аппаратуры мультиплексирования синхронной цифровой иерархии) или арендованные каналы к двум узлам агрегации или узлам доступа ТСПД.

7. Обеспечение управления виртуальными закрытыми сетями и виртуальными соединениями.

Установка программного обеспечения на узлах доступа, агрегации и узлах опорного кольца, а также на серверах Центрального узла связи для управления и мониторинга виртуальными закрытыми технологическими сетями передачи данных и виртуальными соединениями.

Следовательно, создание центрального пункта управления виртуальными закрытыми сетями и виртуальными соединениями позволит в оперативном круглосуточном режиме проводить мониторинг состояния

2.2. Строительство волоконно-оптических линий связи

Год	2011	2012	2013	2014	2015	Всего
Протяженность ВОЛС, км	39	114	352	90	147	745

оборудования узлов доступа, агрегации и узлов опорного кольца, а также виртуальных закрытых технологических сетей передачи данных и виртуальных соединений на базе ТСПД с функциями инжиниринг-трафика.

2.3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Основные мероприятия в АСДУ направлены на развитие единого программно-технического комплекса АСУ ЭС (табл. 2.3) [3].

2.3. Развитие единого программного комплекса АСУ ЭС

Мероприятия	Сроки реализации
<ol style="list-style-type: none"> 1. Выполнение комплекса работ по обеспечению ретрансляции телеметрической информации от унаследованных ОИК 13 операционных зон филиалов в ПТК АСУ ЭС. 2. Уточнение проектных решений по развитию инфраструктуры АСУ ЭС, реализация проектных решений АСУ ЭС компании на базе программно-технических решений GE Energy. 3. Выполнение работ по сопряжению унаследованных систем сбора и передачи технологической информации (ЦППС унаследованных ОИК) операционных зон филиалов с ПТК АСУ ЭС для обеспечения функций телеконтроля и телеуправления. 4. Внедрение системы сбора и передачи неоперативной технологической информации 	2010 – 2012 гг.
Внедрение информационно-аналитических программных модулей АСУ ЭС: – информационно-аналитические модули, расчеты для передающих сетей (PNA – <i>Power Network Analysis</i>); – платформа обмена моделью (MEP – <i>Model Exchange Platform</i>)	2012 – 2014 гг.
Внедрение информационно-аналитических программных модулей АСУ ЭС	2012 – 2015 гг.
Внедрение модуля «диспетчерский тренажер» (NMS Training node)	2013 г.

2.3.1. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Информационное обеспечение включает выполнение мероприятий по приему и обработке телеинформации в ПТК АСУ ЭС от комплексов телемеханики подстанций. Мероприятия и сроки реализации по информационной безопасности показаны в табл. 2.4, а по инженерно-технологическому оснащению диспетчерских пунктов в табл. 2.5.

2.4. Информационная безопасность

Мероприятия	Сроки реализации
Выполнение проектно-изыскательских работ создания системы обеспечения информационной безопасности	2012 г.
Реализации проектных решений создания системы обеспечения информационной безопасности, аттестация системы соответствия требованиям безопасности информации ФСТЭК России по классу не ниже 1Д	2013 г.
Развитие системы обеспечения информационной безопасности внедряемых модулей АСТУ	2014 г.

2.5. Инженерно-технологическое оснащение диспетчерских пунктов

Мероприятия	Сроки реализации
1. Реконструкция диспетчерского пункта Центральных ЭС – создание резервного диспетчерского пункта ЦУС МОЭСК. 2. Создание регионального диспетчерского пункта филиала Восточных ЭС (г. Ногинск)	2012 – 2015 гг.
Создание регионального диспетчерского пункта Северных ЭС (г. Дмитров)	2013–2014 гг.
1. Создание регионального диспетчерского пункта Западных ЭС (г. Одинцово). 2. Строительство запасного диспетчерского пункта ЦУС МОЭСК	2014–2015 гг.

2.3.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ (ПО СИСТЕМАМ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ)

Требования к объемам телеинформации, ее качеству и количеству точек съема телеинформации определяются «Целевой моделью прохождения и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями» (Приказ № 68 РАО «ЕЭС России»), а также «Типовыми техническими требованиями к организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК и Типовой программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК», утвержденных ОАО «Холдинг МРСК» совместно с ОАО «СО ЕЭС» 19.03.2010 г.

Телеинформация должна включать:

1. Телесигнализацию:

– положение переключателей устройств компенсации реактивной мощности, положения анцапф устройств РПН трансформаторов с обмоткой ВН 35 кВ и выше, выключателей 6 кВ и выше, а также вводных и секционных выключателей оперативного тока и собственных нужд (СН), разъединителей и заземляющих ножей 6 кВ и выше, нейтрали трансформаторов (при наличии технической возможности);

– телеизмерение величины напряжения $3U_0$ (для контроля изоляции в сети 6 – 35 кВ) и телесигнализация наличия «земли» (однофазного замыкания на землю) в сети 6 – 35 кВ и цепях постоянного тока подстанции;

– аварийно-предупредительная телесигнализация, содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе оборудования и устройств («отключение от защит», «отключение от ПА»), а также телесигнализация о:

состоянии (исправности, неисправности) схемы управления коммутационным аппаратом и состоянии (готовности, неготовности) привода коммутационного аппарата;

срабатывании устройств РЗА (по каждому устройству РЗА и сработавшей защите или автоматике), неисправности устройств РЗА (по каждому комплекту, устройству РЗА) (при наличии технической возможности);

потере собственных нужд и оперативного тока подстанции, недопустимом повышении температуры верхних слоев масла и недопустимом уровне масла трансформатора, нарушении работы системы охлаждения трансформатора;

неисправности (отказе) устройств инженерных и вспомогательных систем подстанции (обобщенные сигналы по каждой системе), срабатывании охранной сигнализации зданий, сооружений и территории подстанции (обобщенный сигнал);

работе автоматической установки пожаротушения (обобщенные сигналы) и работе пожарной сигнализации подстанции (обобщенные сигналы по отдельным компонентам оборудования и/или пожароопасным помещениям);

температуре проводов, недопустимом отклонении параметров состояния (плотности, давления) элегаза, воздуха и неисправности в системе АСУ ТП, телемеханики, связи.

2. Телеизмерения:

– величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отходящих от энергообъектов ЛЭП напряжением 6 кВ и выше и величины токов, перетоков активной и реактивной мощности шиносоединительных, секционных, обходных выключателей напряжением 6 кВ и выше;

– величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора (автотрансформатора). Для автотрансформаторов с подключенными источниками активной или реактивной мощности со стороны низкого напряжения также величина тока в общей обмотке;

– уровни напряжения на секциях и системах шин 6 кВ и выше и на шинах оперативного тока;

– величины токов, перетоков реактивной мощности компенсирующих устройств (синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и т.п.) и величины частоты электрического тока на шинах 110 кВ и выше подстанции, если существует вероятность разделения энергосистемы на части и раздельной работы распределительных устройств.

3. Телеуправление. Для ЦУС МОЭСК и РДП филиалов организуется телеуправление коммутационными аппаратами 6 кВ и выше (выключатели, разъединители, заземляющие ножи и т.п.); устройствами РПН трансформаторов и переключателями устройств компенсации реактивной мощности.

К оборудованию телемеханики и передаче телеинформации предъявляются следующие требования:

– в тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5S (допускается – не хуже 0.5), подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1 (при замене

измерительных трансформаторов и новом строительстве – не хуже 0.5S (допускается – не хуже 0.5);

- телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени от низового устройства, которые должны передаваться в РДУ, ЦУС и РДП филиалов в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования;

- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации с энергообъекта (телеизмерений, телесигнализации) до ближайшего узла доступа, используемого системным оператором, не должно превышать 2 (двух) секунд для автоматизированных систем управления;

- время передачи команды телеуправления не должно превышать 5 секунд, а протокол передачи телеинформации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Реализация протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (ГОСТ Р МЭК 60870-5-104) должна быть согласована с РДУ;

- методы передачи телеинформации должны соответствовать рекомендациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, т.е. система сбора телеинформации должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу;

- при использовании протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 на базе сервисов TSP/IP должны быть обеспечены гарантированное время доставки и информационная безопасность передаваемой информации в соответствии с действующими нормативными документами;

- передача телеинформации в РДУ, ЦУС, РДП филиалов от подстанций, находящихся в их оперативном управлении, должна осуществляться в абсолютных значениях измеряемых величин по резервированным каналам без ретрансляции (напрямую, без промежуточной обработки);

- передача телеинформации в РДУ, ЦУС, РДП филиалов от подстанций, находящихся в их оперативном ведении, может передаваться ретрансляцией (ЦППС – ЦППС), либо способом межмашинного обмена (ОИК – ОИК);

- до перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая система (схема) передачи телеинформации с подстанций МОЭСК в РДУ, ЦУС, РДП филиалов;

- в случае отсутствия прямых каналов связи между ЦУС и подстанциями МОЭСК передача соответствующей телеинформации в ЦУС должна осуществляться из РДУ либо ретрансляцией (ЦППС – ЦППС), либо способом межмашинного обмена (ОИК – ОИК);

– при завершении модернизации объектных ССПИ и организации соответствующих цифровых каналов связи с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101(104) должна быть обеспечена передача телеинформации с энергообъектов МОЭСК в РДУ, ЦУС и РДП филиалов напрямую, без ретрансляции (промежуточной обработки);

– для автоматизированных систем управления, в том числе при передаче телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности каждого направления обмена информацией не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.

Итак, для приведения комплексов телемеханики МОЭСК в соответствии с вышеизложенными требованиями в настоящей программе предусмотрены следующие мероприятия:

1) строительство – оснащение ранее не телемеханизированных подстанций современным оборудованием телемеханики;

2) реконструкция – замена физически и морально устаревших комплексов телемеханики;

3) модернизация – дооснащение современных комплексов телемеханики для обеспечения передачи существующей телеинформации от ПС на ЦУС МОЭСК.

Для реализации этих мероприятий в числе других могут быть использованы нижеперечисленные комплексы телемеханики:

– устройства КП на основе контроллера «ДЕКОНТ-А9» (ООО «Компания ДЭП», г. Москва); ITDS IEC DAS (Data Access Server) с модулями ITDS HVD3, DIN, DOUT, RTU (PLC Technology); КП RTU-560 («АББ Автоматизация», г. Чебоксары); «Москад» (НПА «Вира Реалтайм», г. Москва); МТК-30.КП (ЗАО «Систел А», г. Москва);

– комплекс телемеханики Телеканал-М2 (ЗАО «Системы связи и телемеханики», г. Санкт-Петербург); Черный ящик (НТЦ «Госан», г. Москва).

2.3.3. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ СВЯЗИ

Для организации передачи телеинформации по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 на подстанции требуется установка оборудования передачи данных с интерфейсами канального уровня IEEE 802.3. и адаптируемой маршрутизацией пакетов протокола сетевого уровня IP, а также обмена информацией о маршрутах в сети передачи данных и построения таблиц маршрутов в соответствии с протоколом BGP. Для обеспечения отсутствия единственной точки отказа и поддержания надежного соединения и выполнения технических условий филиала «СО ЕЭС» –

Московского РДУ требуется установка двух устройств маршрутизации пакетов сетевого уровня и двух устройств коммутации пакетов канального уровня. Для достижения необходимых временных характеристик необходимо гарантировать приоритетность телеметрического трафика над остальными, менее существенными потоками информации.

Планируемую к созданию ТСПД предлагается строить по иерархическому принципу с выделением двухуровневого магистрального сегмента, уровня агрегации и уровня доступа (рис. 2.1). Эти решения обеспечивают масштабируемую архитектуру с запасом производительности под будущее развитие, топологические решения для отказоустойчивого функционирования сетевой инфраструктуры облегчают сопровождение и техническое обслуживание ТСПД. В качестве технологии построения виртуальных закрытых сетей предлагается MPLS VPN, преимуществами которой является наращиваемость, гибкость, простота внедрения и сопровождения. Устройства сети поддерживают технологию MPLS вплоть до оборудования подстанций.

Для передачи технологической информации на диспетчерский пункт филиала ОАО «СО ЕЭС» – Московского РДУ будет организовано подключение оборудования магистральных колец А и Б к оборудованию сети передачи данных Московское РДУ:

- для кольца уровня А – от порта 100BASE-TX маршрутизатора Cisco 7600, установленного на ПС Фили по системе передачи МОЭСК Nortel уровня STM-16/4 до ЛАЗ Московского РДУ;
- для кольца уровня Б – от порта 100BASE-TX маршрутизатора Cisco ASR 9000, установленного на ЦУС МОЭСК по планируемой к установке системе передачи ОДУ «Центра» уровня STM-16/4 до ЛАЗ Московского РДУ.

Опорное кольцо. Магистральная часть сети образована двумя кольцевыми топологиями, оборудование отдельных колец располагается на одних и тех же узлах, но кабельные трассы проходят независимыми (территориально разнесенными) маршрутами. Основными узлами магистрали являются ЦУС, ПС Бутырская, ПС Фили/Очаково и ПС Южная. В качестве транспортной технологии, обеспечивающей текущие потребности и будущее развитие, выбрана 10GigabitEthernet.

Кольцо уровня А строится на уже имеющихся маршрутизаторах Cisco 7600, которые в соответствии с проектными решениями модернизируются для поддержки 10GigabitEthernet.

Кольцо уровня Б планируется на маршрутизаторах Cisco ASR 9000, возможности которых обеспечат потребности ССПТИ на длительную перспективу. Все магистральное оборудование имеет полностью резервированную конфигурацию, что позволяет проводить регламентные работы без перерыва трафика.

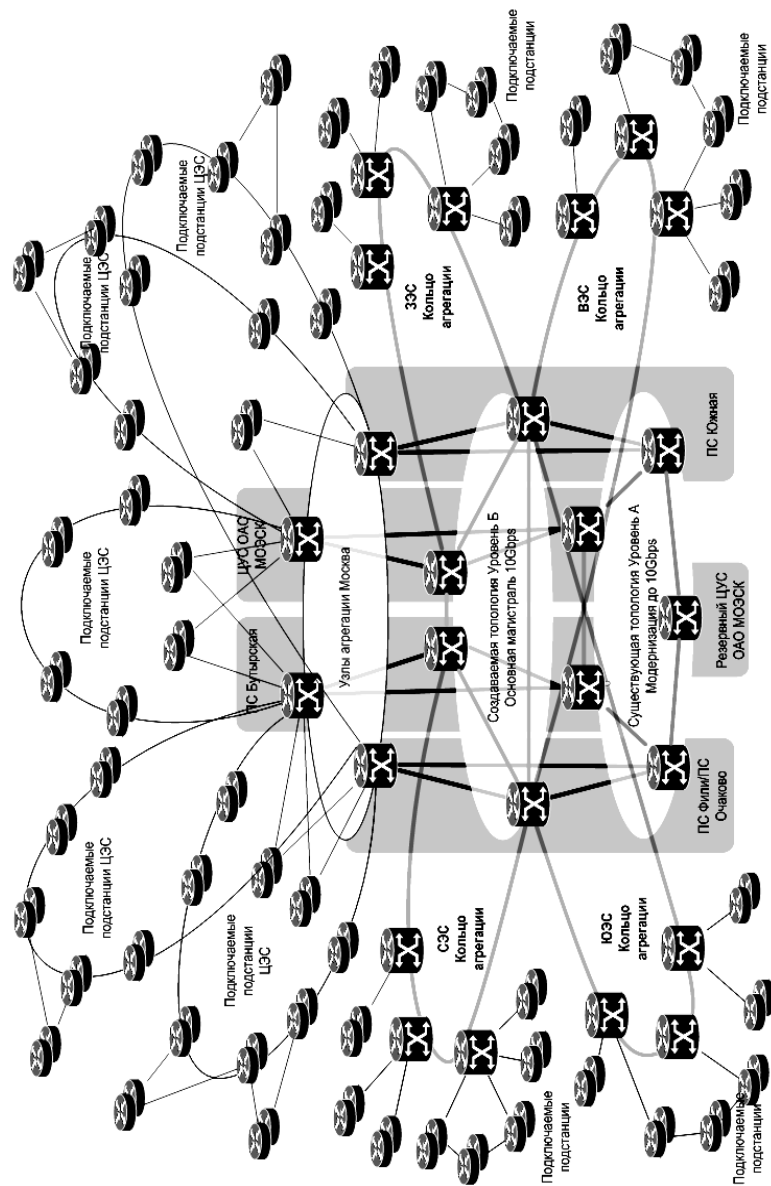


Рис. 2.1. Схема планируемой технологической сети передачи данных для ССПИ

Уровни А и Б связываются между собой. К узлам магистральных колец подключается оборудование узлов агрегации.

Построение узлов агрегации. В качестве оборудования узлов агрегации планируются маршрутизаторы Cisco ASR 1000 – производительная современная платформа в полностью зарезервированной конфигурацией, обеспечивающая поддержку всех необходимых на уровне агрегации типов интерфейсов: 10GigabitEthernet для подключения к магистралам, GigabitEthernet и E1 для подключения доступа (подстанции).

Оборудование уровня агрегации г. Москвы располагается на тех же узлах, что и магистральное оборудование с подключением к кольцам уровней А и Б. Топологическое решение Московской области образует кольца агрегации, состоящие из нескольких узлов (предварительно по четыре для каждого из колец – Западного, Восточного, Северного и Южного), которые замыкаются на магистральные узлы уровней А и Б.

Подключение подстанций. На подстанциях устанавливаются два комплекта оборудования – подстанционные маршрутизаторы Cisco CGR и образующие станционную шину Ethernet коммутаторы Cisco CGS. Маршрутизаторы Cisco CGR являются устройствами MPLS PE и обеспечивают выделение трафика технологических и вспомогательных систем в отдельные виртуальные сетевые инфраструктуры. Коммутаторы Cisco CGS образуют уровень доступа, к которому производится подключение находящихся на подстанции устройств и комплексов. Подключение каждой подстанции производится по двум независимым каналам, в качестве основных технологий подключения выбраны GigabitEthernet и E1. Также могут использоваться другие решения в зависимости от существующих для конкретной подстанции возможностей. Топологические решения подключения подстанций в основе составляют полукольца из 10-ти узлов и подключаемых к полукольцам отдельных узлов, либо небольших цепочек узлов. Полукольца терминируются на узлах агрегации.

Управление и мониторинг. Управление сетью передачи данных ССПТИ разделяется на отдельные функциональные уровни, которые иллюстрируются прилагаемой схемой (рис. 2.2).

Для анализа воздействия (произошедшее событие и его влияние на сервисы) и управления сбоями используется продукт Cisco Info Center, интегрирующийся с CiscoWorks LMS. LMS отвечает за управление конфигурациями и мониторинг производительности. Для обеспечения функций безопасности и учета используется продукт Cisco Secure Access Control Server. Сервисы DNS и DHCP для устройств, образующих ССПТИ и подключаемых к ней, реализуются с помощью продукта Cisco Network Registrar. Графический интерфейс конфигурации отдельных устройств сети – Cisco Configuration Professional.

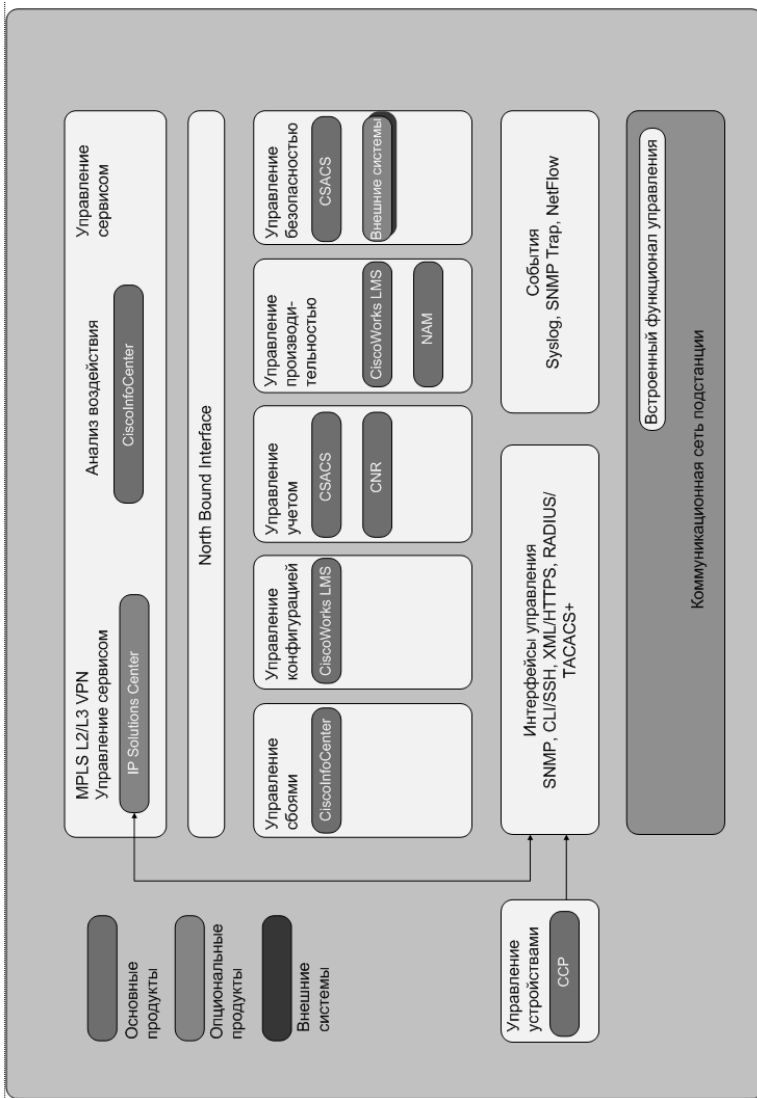


Рис. 2.2. Управление сетью передачи данных ССПИ

Анализ трафика и проактивный мониторинг сетевой инфраструктуры выполняется сервером Network Analysis Module. В качестве дополнительного программного продукта для управления MPLS VPN можно использовать Cisco IP Solutions Center.

Выбор производителя. В качестве основного оборудования предлагается выбрать маршрутизаторы и коммутаторы производства Cisco Systems Inc., США. Данное оборудование имеет широкий спектр производительности и может использоваться как для построения опорного кольца, так и сетей агрегации, а также узлов доступа на подстанциях ОАО «МОЭСК». Оборудование узлов доступа на подстанциях должно соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 61850-3 «Системы связи на подстанции».

На сегодняшний день это единственный известный производитель, выпускающий полный спектр необходимого оборудования, включая сертифицированное по ГОСТ Р МЭК 61850-3.

Cisco Systems Inc. предоставляет на все оборудование и программное обеспечение расширенную гарантию и различные виды сервисного и послегарантийного обслуживания и поддержки, включая замену вышедшего из строя оборудования и поддержку программного обеспечения, и получение консультаций высококвалифицированных специалистов 24 часа в сутки 7 дней в неделю.

2.3.4. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ

Для расширения возможностей использования ПТК АСУ ЭС и автоматизации смежных технологических процессов планируется внедрить дополнительные модули системы:

– NMS Training node – Система подготовки персонала (пользователей). Система устанавливается на отдельной рабочей станции и позволяет решать следующие основные задачи: обучение персонала работе с системой АСУ ЭС; подготовку персонала службы на диспетчерском тренажере с помощью заранее подготовленных сценариев поступающей телеметрии; отладку при внесении с БД оборудования и схему сети изменений, перед внесением их в рабочую систему;

– PNA (Power Network Analysis) – новый модуль из набора программ расчета режимов электрических сетей (технологических расчетов) DPA. В качестве исходных расчетных данных используется модель сети, содержащаяся в БД NMS. Человеко-машинный интерфейс для выполнения расчетов также интегрирован в основной интерфейс Системы и обеспечивает представления результатов расчетов на единой схеме сети АСУ ЭС. Основной задачей модуля PNA является: оценка состояния электрической сети с учетом текущих телеизмерений и текущей топологии сети, которая позволяет дорассчитать псевдо-

измерения на участках сети, не охваченных телемеханикой, и оценить достоверность (правильность) текущих телеизмерений;

– МЕР (Model Exchange Platform) – приложение, позволяющее поддерживать модель электрической сети, основанную на стандарте IEC60968 (CIM-модель). Таким образом, обеспечивается совместимость данных различных программных комплексов (например, GIS и DMS) путем использования CIM/GML-адаптеров и единство источника данных (в этом случае данные – это модель сети) для всех программных приложений, которые используют эти данные.

Помимо системы сбора оперативной информации, ее обработки и представления в ПТК АСУ ЭС, необходимой для принятия диспетчерских решений, требуется также создание системы сбора и обработки неоперативной технологической информации от объектов электросетевого хозяйства МОЭСК, необходимой для решения задач технологического управления.

Источником неоперативной технологической информации являются АСУ ТП подстанции, содержащие подсистемы: мониторинга и диагностики состояния силового оборудования; цифровой релейной защиты и противоаварийной автоматики; регистрации аварийных событий и процессов; контроля качества электроэнергии событий и др.

Под неоперативной технологической информацией (далее – НТИ) подразумеваются все виды технологической информации, обрабатываемой в рамках АСУТП ПС, которые используются не только для решения задач диспетчерского управления, но и задач эксплуатации подстанции и линии электропередачи. В составе неоперативной технологической информации выделяются следующие виды данных от: средств регистрации аварийных событий и процессов подстанций (далее – РАС, ОМП); микропроцессорных (далее – МП) устройств РЗА, ПА; подсистем мониторинга и диагностики силового оборудования ПС и ВЛ; МП устройств контроля качества электроэнергии; инженерных и вспомогательных систем ПС; систем климат-контроля, температурного режима проводов ВЛ; систем технологического и охранного видеонаблюдения «необслуживаемых» подстанций. Дополнительный объем информации о состоянии схемы соединений и параметров режима функционирования оборудования ПС.

Все эти виды технологической информации могут быть эффективно использованы при решении большого числа задач:

– планирование и проведение ремонтов оборудования; стратегическое планирование развития сети; оценка состояния оборудования и общая оценка надежности энергосистемы; расследование аварийных ситуаций;

– анализ протекавших режимов электрических сетей с точки зрения обеспечения надежности передачи и потребления электроэнер-

гии, максимальной экономической эффективности передачи электроэнергии, либо эффективной эксплуатации оборудования электрических сетей;

- оценка воздействия решений диспетчерского персонала на состояние оборудования и условий эксплуатации на состояние оборудования;
- статистический анализ надежности работы оборудования и анализ действий и обучение диспетчерского персонала.

Пользователями системы сбора и передачи неоперативной технологической информации является персонал служб РЗА и ПА, служб подстанций и ВЛ, службы изоляции, защиты от перенапряжений и испытаний высоковольтного оборудования, службы подразделения ИТСиСС и др.

Обоснование применения модулей ПТК АСУ ЭС. Модули АСТУ АСУ ЭС полностью интегрированы с базовым решением и между собой как на уровне интерфейсов, так и на уровне базы данных. Таким образом, применение модулей АСУ ЭС позволяет минимизировать затраты на внедрение и интеграцию, в частности:

- модуль расчетов для передающих сетей (PNA – Power Network Analysis) использует модель сети, данные об оборудовании, базу электротехнических характеристик оборудования и телеинформацию от модулей управления сетью (NMS), расчета режимов (DPA) и SCADA/FEF;
- платформа обмена моделью (MEP – Model Exchange Platform) обеспечивает интеграцию с моделью сети и данными об оборудовании модуля управления сетью (NMS);
- модуль «диспетчерский тренажер» является полноценной копией комплекса АСУ ЭС, включающего все модули, относящиеся к оперативному управлению сетью, подключенной к программным симуляторам.

Итак, все модули представляют собой полностью интегрированное решение с единым пользовательским интерфейсом, не требующим установки дополнительного ПО АРМ.

2.3.5. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Узлы сбора и передачи технологической информации ПТК АСУ ЭС должны обеспечивать обмен информацией по технологической сети передачи данных с пакетной коммутацией на базе сетевого протокола IP версии 4. Интерфейсы канального уровня в направлении подстанций: RS-232/RS-422/RS-485 (прямые каналы телемеханики, протокол МЭК 60870-5-101); 10BASE-T/100BASE-T/100BASE-TX (информационный обмен по стеку протоколов UDP/IP, TCP/IP, в том числе прямые каналы телемеханики, протокол МЭК 60870-5-104).

Каналообразующее оборудование для приема цифровых каналов 10/100Base-T с подстанций 35/110/220 кВ строится на базе стека коммутаторов Cisco Catalyst 3750-48TS-S. Протоколы канального уровня – IEEE 802.3, IEEE 802.3u, IEEE 802.1q. Портовая емкость – 96 интерфейсов 10/100Base-T (два коммутатора Cisco Catalyst 3750-48TS-S в стеке).

Каналообразующее оборудование для приема цифровых каналов RS-232/RS-422/RS-485 с подстанций 35/110/220 кВ на базе устройств MOXA NPort 5650 (16 x RS-232/RS-422/RS-485, 1 x 10/100Base-T). Портовая емкость – 64 порта RS-232/RS-422/RS-485 (четыре устройства MOXA NPort 5650).

Серверы системы сбора и передачи технологической информации программно-технического комплекса АСУ ЭС (FEP). Платформа – HP Proliant DL 360 G5/G6; операционная система – Microsoft Windows 2003 Server Standart Edition RU, специальное программное обеспечение – FEP для сбора информации реального времени по протоколам МЭК 60870-5-104, МЭК 60870-5-101.

В состав узлов сбора и передачи технологической информации входит устройство синхронизации времени GPS/ГЛОНАСС. Предназначено для приема сигналов единого астрономического времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS и синхронизации локального времени на оборудовании проектируемого узла сбора и передачи технологической информации по протоколу NTP.

2.3.6. ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

При разработке системы информационной безопасности необходимо учитывать положения следующих документов:

- «Рекомендации по обеспечению безопасности информации в ключевых системах информационной инфраструктуры», ФСТЭК России, 19 ноября 2007 г.;

- «Общие требования по обеспечению безопасности информации в ключевых системах информационной инфраструктуры», ФСТЭК России, 18 мая 2007 г. и ряд других документов.

Система информационной безопасности должна удовлетворять требованиям по:

- структуре и функционированию системы, защите информации от несанкционированного доступа и влияния внешних воздействий, сохранности информации при авариях, патентной чистоте, стандартизации и унификации;

- функциям, выполняемым системой и видам обеспечения – информационному, программному и техническому, численности и квалификации персонала системы и режиму его работы;

- показателям назначения, надежности и безопасности, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы, эргономике и технической эстетике.

Основные технические решения касаются:

- структуры системы и подсистем, входящих в ее состав, взаимосвязей системы со смежными системами; режимов функционирования, диагностирования работы системы; численности, квалификации и функций персонала, режимов его работы;

- сведений об обеспечении потребительских характеристик системы, состава функций, комплексов задач реализуемых системой, комплекса технических средств, его размещения на объектах компании и состава программных средств.

Система обеспечения информационной безопасности должна предусматривать возможность последующей аттестации на соответствие требованиям безопасности информации Федеральной службы по техническому и экспортному контролю России (ФСТЭК) по классу не ниже 1Д.

2.3.7. ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТОВ

Технологическое оснащение. Система коллективного отображения информации – обеспечение единой среды визуализации, предоставление диспетчерскому персоналу необходимых технических средств оперативно-технологического (диспетчерского) управления работой электрических сетей. Система коллективного отображения информации должна иметь модульную архитектуру и обеспечивать расширение функциональных возможностей путем простого подключения дополнительных модулей.

Система коллективного отображения информации должна строиться как единый полиэкран, разрешение которого является суммой разрешений видеокубов. Расстояние между экранами должно быть не более 0,2 мм, с применением сшивной технологии. Размер каждого видеокуба должен составлять 70", разрешение каждого куба не менее 1024×768 пикселей. Режим работы системы коллективного отображения информации должен быть круглосуточным (24 часа/7дней в неделю/365 дней в году).

Графический контроллер должен обеспечивать работу с локальными (запускаемыми непосредственно на контроллере) и сетевыми приложениями, имеющимися в локальной компьютерной сети предприятия. Графический контроллер должен обеспечивать вывод информации без потери исходной информации и формирование изображений в мультиэкранном режиме в реальном масштабе времени. Гра-

фический контроллер должен иметь 100%-ное резервирование на аппаратном уровне с обеспечением автоматического переключения на резерв. Видеоадаптер графического контроллера должен обеспечивать высокую производительность при выводе 2D-графики.

Инженерное обеспечение. Диспетчерские пункты должны содержать следующие зоны:

- диспетчерский зал, рассчитанный на размещение рабочих мест диспетчеров, с выделенными зонами для хранения оперативной документации и техническое помещение для обслуживания динамического диспетчерского щита;

- раздевалка для оперативного персонала, помещение для приема пищи, комната отдыха, психологической разгрузки, оценки и коррекции функционального состояния и работоспособности персонала дежурной смены, санузел с душевой кабиной, комната подготовки диспетчеров, комната наблюдения для размещения двух рабочих мест руководителей.

Технологическая зона диспетчерских пунктов включает:

- серверное помещение (размещение серверного оборудования как ПТК АСУ ЭС, оборудования системы информационной безопасности, ЛВС и др.), электрощитовую с выделением зоны для установки ИБП, узел связи (используются для размещения диспетчерского коммутатора, оборудования каналаобразования);

- помещение воздухоподготовки для размещения оборудования системы прецизионного кондиционирования и фильтрации воздуха для помещений серверной, узла связи, технологической зоны видеостены или выделенную технологическую зону для размещения системы оборудования системы автоматического газового пожаротушения.

При проведении строительной подготовки помещений диспетчерского зала должны быть выполнены следующие требования:

- освещение диспетчерского зала должно обеспечивать безбликовую наблюдаемость рабочего поля щита, рабочих столов и мониторов, равномерного освещения рабочих мест диспетчеров с заданным уровнем освещенности и возможностью его регулирования;

- акустическое оформление диспетчерского щита должно обеспечивать подавление эха в зале и снижение уровня шума извне до уровня не выше 50 дБ, компоновка рабочих мест диспетчерского персонала, выбор оборудования и мебели выполнить согласно «Общим техническим требованиям к рабочему месту диспетчера электроэнергетического объекта» РД-09-123-001-02 ОАО «Электроцентраладка» 2002 г.

Таким образом, диспетчерские пункты должны быть оснащены инженерными системами и системами жизнеобеспечения в объемах, необходимых для нормального функционирования: электроснабжение, включая системы бесперебойного и гарантированного электропитания;

структурированную кабельную систему, локальную вычислительную сеть, вентиляцию, в том числе дымоудаление; воздухоподготовка; кондиционирование; пожаротушение; электроосвещение; систему охранной и противопожарной сигнализации; систему управления и контроля доступом; устройство заземления.

В третьей главе рассмотрена модель и методология проектирования перспективной цифровой подстанции 220 кВ для МОЭСК.

Выводы

Программа в части обновления комплексов телемеханики выполняется в один этап, в составе которого ежегодно реализуются титулы инвестиционной программы МОЭСК. Сеть сбора и передачи технологической информации должна обеспечивать возможность сбора и обмена данными существующих и перспективных технологических и вспомогательных систем с использованием протоколов пакетной передачи IPv4/IPv6 и технологии организации виртуальных закрытых сетей для формирования изолированных сегментов взаимодействия. Объектами модернизации являются телекоммуникационное оборудование связи подстанций и магистральной инфраструктуры ТСПД. Закладываемые решения должны обеспечивать возможность использования различных транспортных технологий и коммуникационных стандартов в зависимости от доступности и целесообразности использования на отдельных узлах ССПТИ. Для выполнения указанных задач планируется создание технологической сети передачи данных. Создание узлов агрегации ТСПД позволит: агрегировать различные по типу каналы связи от подстанций; подключить узлы агрегации к опорным магистральным кольцам передачи данных по ВОЛС или каналам связи аппаратуры мультиплексирования синхронной цифровой иерархии; подключать к ТСПД различные технологические устройства и комплексы, находящиеся на подстанциях, с возможностью приоритетности трафика технологического назначения; включить в себя построение узлов связи и подключить их через собственные (по ВОЛС или каналам связи аппаратуры мультиплексирования синхронной цифровой иерархии) или арендованные каналы к двум узлам агрегации или узлам доступа ТСПД. В свою очередь, создание центрального пункта управления виртуальными закрытыми сетями и виртуальными соединениями позволит в оперативном круглосуточном режиме проводить мониторинг состояния оборудования узлов доступа, агрегации и узлов опорного кольца, а также виртуальных закрытых технологических сетей передачи данных и виртуальных соединений на базе ТСПД с функциями инжиниринг-трафика.

3. ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ 220 КВ

Рассмотрены методология проектирования, принципы построения, информационное взаимодействие и функциональная структура перспективной цифровой подстанции 220 кВ МОЭСК.

Анализ мирового опыта развития современных подстанций, направленного на создание «цифровых» ПС, свидетельствует о том, что в настоящее время существует большое разнообразие точек зрения и подходов к тому, что понимать под термином «цифровая подстанция». Все же в большинстве работ, посвященных данной проблеме, обычно в качестве определяющего признака ЦПС используется ее «тотальная» ИТ-развитость, т.е. констатация того, что все процессы информационного обмена между элементами программно-аппаратного комплекса ПС осуществляются в цифровом виде. При этом существенно меньшее внимание уделяется вопросам функционального развития всех информационно-технологических систем подстанций и повышения их уровня автоматизации.

3.1. МЕТОДОЛОГИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Согласно работам [1, 2] проектирование интегрированных систем управления магистральными подстанциями с использованием традиционных методов представляет собой сложную трудоемкую задачу, плохо поддающуюся автоматизации. В методологии [2] используется следующее определение ЦПС: «Это подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми ИТС, управляющими системами и средствами (технологическими процессами – АСУ ТП, релейной защиты и автоматики – РЗА, противоаварийной автоматики – ПА, коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ, регистрации аварийных событий – РАС, определения места повреждения – ОМП, сети сбора и передачи информации – ССПИ и др.). В которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов Международной электротехнической комиссии – МЭК. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными».

Появление новых международных стандартов и информационных технологий открывает возможности для использования современных

подходов к решению этой задачи, позволяя широко использовать методы автоматизированного проектирования. Оптимизация интеграции разнородной информации о нормальных и аварийных режимах энергообъекта в единый информационный комплекс АСУ ТП обеспечивается специальными стандартами МЭК.

Цифровая подстанция представляет собой комплексную систему, включающую в себя силовые и вспомогательные устройства (оборудование), устройства контроля и управления, компьютеры и программное обеспечение.

Успех создания таких систем непосредственно зависит от нашей способности предвидеть их разработку и внедрение описанием всего комплекса проблем, которые необходимо разрешить, указанием того, какие функции системы должны быть автоматизированы, определением точек интерфейса человек-машина и того, как взаимодействует система со своим окружением. Иными словами, этап проектирования системы является критичным для создания высококачественных систем такого рода.

Как правило, процесс создания системы выполняется в виде последовательности следующих фаз:

- анализ – определение того, что система будет делать;
- проектирование – определение подсистем и их взаимодействие;
- реализация – разработка подсистем по отдельности, объединение-соединение подсистем в единое целое;
- тестирование – проверка работы системы;
- установка – введение системы в действие;
- автономные и комплексные испытания (полигонные и объектные);
- опытная эксплуатация системы;
- функционирование – использование системы, введенной в промышленную эксплуатацию;
- сопровождение системы в процессе ее эксплуатации.

Эта последовательность всегда выполняется итерационно потому, что разрабатываемая система полностью никогда не удовлетворяет конечным требованиям из-за трудности формулирования этих требований в начале работы и из-за изменений требований в процессе работы. Как известно, при создании сложных комплексных систем постоянно возникают сложности, эксплуатационные расходы после сдачи системы могут существенно превышать расходы на ее создание из-за низкого качества исходно созданной системы.

Исследования показали, что большой процент ошибок возникает в процессе анализа и проектирования, гораздо меньше их допускается при реализации и тестировании, при этом цена (временная и ресурсная) обнаружения и исправления ошибок становится все выше и выше

на более поздних стадиях проекта. Так, исправление ошибки на стадии проектирования стоит в 2 раза, на стадии тестирования – в 10 раз, а на стадии эксплуатации системы – в 100 раз дороже, чем на стадии анализа. На обнаружение ошибок, допущенных на этапе анализа и проектирования, расходуется примерно в 2 раза больше времени, а на их исправление – примерно в 5 раз больше, чем на ошибки, допущенные на более поздних стадиях. Кроме того, ошибки анализа и проектирования часто обнаруживаются уже после сдачи системы в эксплуатацию.

В настоящее время с целью решения ключевых проблем создания сложных систем используются специальные методы, основанные на системном проектировании [2]. Системное проектирование – это дисциплина, определяющая подсистемы, компоненты и способы их соединения, задающая ограничения, при которых система должна функционировать, выбирающая наиболее эффективное сочетание элементов для реализации системы.

Методы системного проектирования на начальных этапах создания системы позволяют лучше понять рассматриваемую проблему, что сокращает затраты на создание и последующую эксплуатацию системы, повышает ее надежность. Применение таких методов позволяет уменьшить количество дорогостоящих ошибок за счет структуризации на ранних этапах проектирования системы и создает надежную основу для перехода к рабочему проектированию системы.

Одна из самых известных и широко используемых систем проектирования – технология структурного анализа и проектирования SADT (Structured Analysis and Design Technique). Эта система положена в основу интегрированного компьютеризированного производства IDEF – ICAM Definition (Integrated Computer Aided Manufacturing – комплексная автоматизация производства) и использует нотацию графического моделирования IDEF0 для создания функциональной модели, отображающей структуру и функции системы, а также потоки информации, связывающие эти функции по методологии структурного анализа и проектирования.

Таким образом, предлагаемое использование методологии системного проектирования SADT для создания ЦПС позволяет:

- повысить качество проектирования;
- сократить время проектирования за счет выполнения параллельными потоками силами нескольких групп специализированных разработчиков;
- обеспечить получение репрезентативных результатов на промежуточных стадиях разработки макета;
- упростить переход от макета к прототипу и дальнейшее масштабирование и параметрирование ЦПС.

3.1.1. ЦЕЛИ

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

В рамках формирования задач ЦПС необходимо провести детализацию вышеуказанной общей экономической цели с учетом ее специфики и потенциальных возможностей. Например: повышение качества, надежности функционирования и эксплуатации, снижение затрат на эксплуатационное обслуживание, а также в целом обеспечение экономической безопасности компании и филиалов МОЭСК.

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

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

- замена оборудования в целях снижения стоимости модернизации или увеличение срока его эксплуатации без снижения качества функционирования и эксплуатации ПС;
- расширение функциональных возможностей технологических подсистем для исключения необходимости в модернизации при появлении новых функциональных задач.

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

- высокая стоимость нового оборудования и необходимость решения по его размещению и электропитанию, электромагнитной совместимости и подключению коммуникационных интерфейсов;
- требование информационной совместимости и переконфигурирования устройств, а также обучения персонала в случае их замены.

Поэтому в рамках формирования «цели снижения стоимости модернизации подстанции» должны быть сформированы задачи, позволяющие устранить вышеуказанные проблемы. Создание цифровых подстанций не позволит полностью устранить необходимость в их модернизации, но позволит значительно снизить количество «вынужденных» модернизаций, которые становятся таковыми, когда старое оборудование не выполняет требуемые функции, либо вышел моральный или физический срок его эксплуатации. Повышение качества функ-

ционирования и эксплуатации ПС связано с увеличением количества передаваемой и распределяемой электроэнергии, что достигается за счет повышения эффективности использования основного силового оборудования ПС и линий электропередачи, а также своевременной и обоснованной их замены.

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

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

Обеспечение экономической безопасности компании связано с обеспечением следующих целей: 1. Независимость от решения поставщика оборудования; 2. Свобода выбора поставщика компонентов/решений в рамках решения отдельных технологических задач компании.

3.1.2. ЗАДАЧИ

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

Следует отметить, что унификация информационных протоколов сама по себе не гарантирует ни полной взаимозаменяемости, ни способности оборудования различных производителей к взаимодействию. Однако позволяет значительно снизить затраты на приобретение нового оборудования при модернизации за счет отсутствия необходимости затрат на обеспечение требуемых интерфейсов.

Обеспечение оборудования ИТС способности к взаимодействию – есть условие или свойство двух или нескольких устройств одного, либо различных производителей обмениваться информацией и использовать эту информацию для корректного выполнения собственных технологических функций.

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

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

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

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

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

Упрощение проверки правильности функционирования устройств с помощью ПАК ЦПС происходит за счет периодической и непрерывной комплексной проверки его устройств, в том числе и удаленной. Подобные функции не возможны для многих вторичных устройств, применяемых на традиционной подстанции, например устройств РЗА и ПА, для которых периодическая проверка является обязательной. А если подобная проверка возможна, то часто с применением специализированного и дорогостоящего оборудования.

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

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

Формирование единой системы диагностики и переход к выполнению удаленной функциональной диагностики ПАК ЦПС позволяет

оперативно фиксировать сбои и предупреждать о них, тем самым значительно повышает надежность системы. В рамках создания ЦПС возможен и должен быть осуществлен переход на комплексную систему функциональной диагностики, сочетающую в себе как внешние по отношению к ПАК ЦПС (автономные, в том числе удаленные), так и внутренние средства функциональной диагностики, выполняемой на базе механизмов тестовых сообщений, предусмотренных в IEC 61850.

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

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

3.2. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ

3.2.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ

Архитектура системы управления программно-аппаратного комплекса ЦПС строится на иерархическом принципе с выделением трех основных уровней (рис. 3.1) [2]: нижний (технологического процесса); средний (присоединения ячейки); верхний (общего подстанционного).

3.2.2. БАЗОВЫЕ ПРИНЦИПЫ

Базовые принципы включают в себя пять групп принципов: *надежности, безопасности, единства измерений, унификации и сохранения инвестиций.*

Четыре из данных групп также включают в себя несколько базовых принципов: *надежность* – гарантированное время передачи сигналов, функциональное резервирование, самодиагностика вторичного оборудования ПС и каналов передачи данных; *безопасность* – электромагнитная, информационная; *единство измерений* – единство точек измерения, синхронность операций и измерений и снижение метрологических потерь; *унификация* – конфигурирования, протоколов, описания функций и аппаратной платформы.

Рассмотрим подробнее базовые принципы вышеуказанных групп.

Гарантированное время передачи сигналов. Время передачи сигналов (команд аварийного отключения и управления, сигналов блокировки, синхронизации времени и данных измерений и т.п.) между источником и получателем в пределах подстанции должно быть строго регламентировано в соответствии с IEC 61850-5.

Функциональное резервирование в рамках ЦПС – обязательно.

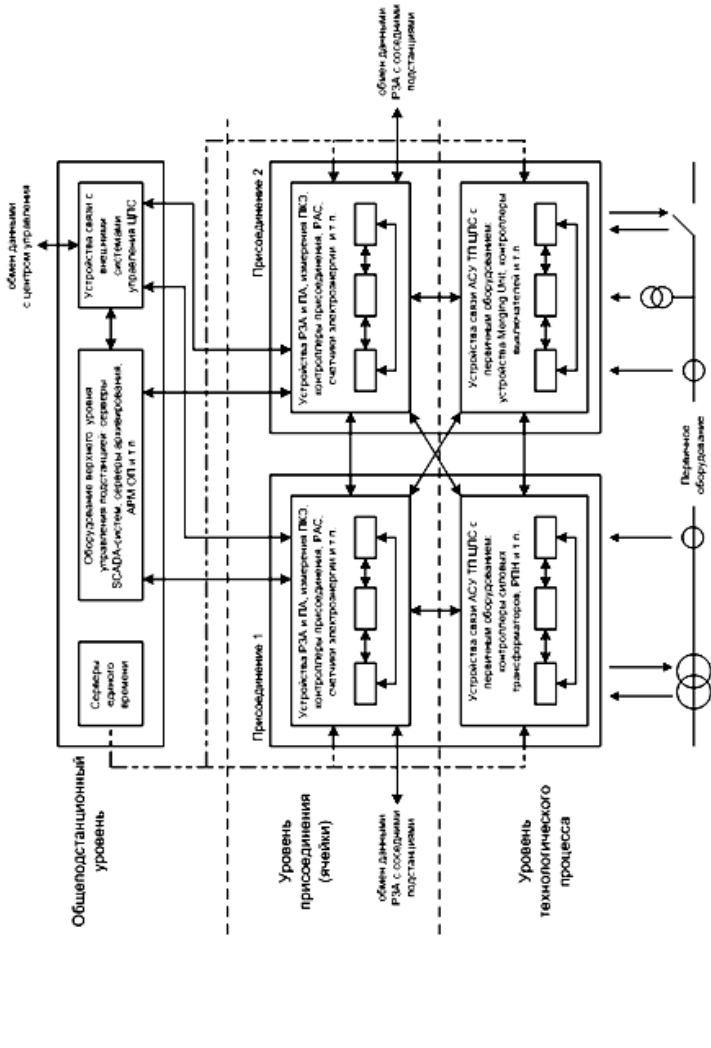


Рис. 3.1. Архитектуры программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции:
 — передача сигналов синхронного времени; ————— обмен данными РЗА с оборудованием подстанции; ————— обмен данными РЗА с оборудованием присоединения; ————— передача команд, данных измерений, сигналов блокировки и т.п.

Самодиагностика информационных кабельных линий – обязательна и должна обеспечиваться как минимум на канальном уровне сети Ethernet, так как использование исключительно сетей Ethernet является необходимой частью реализации другого основного принципа построения ЦПС – унификации аппаратной платформы.

Принципы электромагнитной безопасности включают в себя следующие требования обеспечения:

- электромагнитной совместимости вторичного оборудования;
- электробезопасности персонала.

Информационная безопасность ЦПС обеспечивает выполнение основных технологических операций, а также функций РЗА и ПА, автоматического и оперативного управления при следующих угрозах:

- несанкционированный доступ к выполнению технологических операций на подстанции лицам, не имеющим прав на выполнение указанных операций;
- ошибка персонала, в том числе при конфигурировании оборудования ЦПС;
- различные информационные воздействия, имеющие целью нарушение нормального режима работы подстанции (вредоносное ПО, хакерские атаки) и др.

Принципы обеспечения единства измерений. Единство точек измерений.

В соответствии с IEC 61850-7-2 (Ed 2.0) количество первичных измерительных преобразователей (датчиков), применяемых в измерительных комплексах на подстанции (точек измерения), должно быть сведено к минимуму. Измерения электрических величин на отдельно взятом присоединении подстанции по одной фазе должны обеспечиваться минимальным количеством первичных измерительных преобразователей, вторичных обмоток измерительных трансформаторов и т.п., но без потери требуемой надежности системы измерений для всех функциональных подсистем: РЗА и ПА; измерения и управления; учета электроэнергии и др.

Синхронность операций и измерений. Все операции на подстанции и измерения должны выполняться с привязкой к единому времени подстанции, которое обеспечивается согласно требованиям IEC 61850-5 [2]. Время выполнения на подстанции операций и событий, критических с точки зрения влияния на основные технологические функции подстанции, должно фиксироваться. Точность фиксации времени – также в соответствии с требованиями IEC 61850-5.

Унификация конфигурирования оборудования (устройств IED – интеллектуальные электронные устройства) в ЦПС должна обеспечиваться на базе применения языка SCL (Substation Configuration descrip-

tion Language – язык конфигурирования подстанции), определенного стандартом IEC 61850-6 [2]. Процесс конфигурирования устройств IED в ЦПС осуществляется с обязательным применением компонента программного обеспечения, обеспечивающего конфигурирование подстанции как единого согласованного набора устройств IED (System configuration tool – «Инструмент конфигурации системы») независимо от типов устройств, марок или производителей. Базой для конфигурирования служат исходные данные функциональных и коммуникационных возможностей устройств IED и спецификации подстанции.

Унификация протоколов. В соответствии с IEC 61850-8.1 передача команд аварийного отключения, сигналов блокировки высоковольтных коммутационных аппаратов и т.п., с допустимым временем доставки не более 10 мс должна осуществляться с применением механизма GOOSE-сообщений (Generic Object Oriented Substation Event – служба «мгновенной» передачи сообщений). Передача данных измерений мгновенных значений тока и напряжения от устройств связи АСУ ТП ЦПС с первичным оборудованием (точек первичного измерения) до интеллектуальных устройств IED нижнего уровня управления ЦПС должна осуществляться по протоколу IEC 61850-9.2 или по протоколу IEC 61850-9.2 LE. При необходимости в обоснованных случаях допускается передача данных измерений по стандартам IEC 60044-7, IEC 60044-8 и IEEEC37.92.

Синхронизация календарного времени в оборудовании ЦПС должна осуществляться с применением протокола SNTP (Simple Network Time Protocol – Протокол синхронизации времени по компьютерной сети), а инструментальная синхронизация – по протоколу RTP (Precision Time Protocol – протокол синхронизации времени, развитие протокола NTP).

В обоснованных случаях допускается обеспечивать инструментальную синхронизацию в оборудовании ЦПС на основе следующих механизмов передачи сигналов синхронизации. Например: 1PPS (секундная метка – импульсный сигнал прямоугольной формы, положительной полярности, длительностью 2 мкс, периодом повторения 1 с) в соответствии с IEC 60044-8 раздела «Instrument transformers – Part 8: Electronic current transformers» – Измерительные трансформаторы – Часть 8: Электронные трансформаторы тока и формата IRIG-B (IRIG Serial Time Code Formats – формат последовательного временного кода).

Допускается обеспечивать инструментальную синхронизацию в оборудовании ЦПС на основе следующих механизмов передачи сигналов синхронизации: 1PPS в соответствии с IEC 60044-8 и формата IRIG-B.

Унификация описания функций [2]. Каждая из функций АСУ ТП ЦПС (защита, автоматика, управление и т.п.) должна рассматриваться набором логических узлов, соответствующих стандарту IEC 61850-7-4 раздела «Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes» – Сети связи и системы электроснабжения автоматизации – Часть 7-4: Основные структуры коммуникации – Совместимый логический узел, классов и объектов данных классов.

3.3. ИНФОРМАЦИОННОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ И СТРУКТУРА

3.3.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ МОЭСК, ПОДДЕРЖИВАЕМЫЕ ПАК ЦПС

Программно-аппаратные комплексы создаваемых «цифровых» подстанций должны обеспечивать поддержку основных технологических функций подразделений МОЭСК, выполняемых в процессе управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей. Прежде всего, должны поддерживаться выполняемые при оперативно-диспетчерском и технологическом управлении сетями основные *операционные* (в управлении диспетчера) и *неоперационные* (в ведении диспетчера) функции ЦУС МОЭСК [3].

Определим перечни операционных и неоперационных функций (связанные и не связанные с непосредственным управлением электроэнергетическим режимом), выполнение которых может быть реализовано средствами ПАК ЦПС полностью или частично.

Операционные функции:

- поддержка: процесса оперативных переключений с контролем выполнения проверочных операций; вывода оборудования в ремонт и ввод в работу по типовым программам переключений; проверки бланков переключений, составленных оперативным персоналом, перед производством сложных переключений по изменению эксплуатационного состояния или режима работы оборудования подстанции; уровней напряжения в контрольных пунктах сети имеющимися средствами регулирования напряжения;

- выполнение команд: диспетчерского центра на изменение эксплуатационного состояния и режима работы; переключений на оборудовании с помощью устройств телеуправления;

- подготовка технологических режимов, обеспечивающих возможность вывода оборудования в ремонт;

- управление средствами автоматической частотной разгрузки – АЧР (устройствами частотного автоматического повторного включения – ЧАПВ) и системы автоматического ограничения напряжения – САОН;

– реализация ограничений и временных отключений потребителей электрической энергии по команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Неоперационные функции:

– поддержка: проработки и формирования заявок на вывод из работы ЛЭП, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства; разработки и организации своевременного пересмотра схем (ремонтных и нормального режима) подстанций; разработки общей схемы сети, исполнительных схем устройств с использованием актуализируемой модели подстанции; разработки, своевременного пересмотра и согласования с соответствующим диспетчерским центром типовых программ (бланков) переключений. А также распределения объемов АЧР, ЧАПВ и САОН в соответствии с заданными СО объемами, уставками и указаниями по их размещению; оперативного прогноза и контроля электропотребления потребителей; выполнения расчетов балансов и фактических потерь электроэнергии в оборудовании и ЛЭП, организации сбора данных по учету электроэнергии; координации и контроля сроков проведения ремонтных работ на ЛЭП, оборудовании и устройствах объектов электросетевого хозяйства;

– сбор и оперативный анализ первичной информации действия защит;

– контроль загрузки работающего оборудования, фактического выполнения заданного объема АЧР (ЧАПВ), САОН, правильности действия РЗА;

– регистрация всех обстоятельств возникновения технологического отключения, оперативных переговоров, расчета места повреждения на ЛЭП;

– мониторинг состояния основной электрической сети; мониторинг и анализ технологических отключений, повреждаемости оборудования, качества электроэнергии и анализ причин отклонения от нормированных величин.

Функции взаимодействия с субъектами электроэнергетики – подразделений ФСК (МЭС, ЦУС, ПМЭС) с филиалами СО ЕЭС РДУ, электростанциями и крупными потребителями электроэнергии:

– поддержка: формирования фрагмента расчетной электрической схемы ОЭС по территории; анализа электрических режимов; эксплуатационного обслуживания устройств РЗА и ПА в соответствии с действующими нормативно-техническими документами;

– мониторинг эксплуатации и функционирования устройств РЗА и ПА;

– коммерческий учет электроэнергии, включая контроль качества электроэнергии;

- организация контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях;
- осуществление замеров, необходимых для управления режимами работы объектов.

3.3.2. ПРОЦЕССЫ РЕШЕНИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ

Система передачи и распределения электроэнергии рассматривается как топологическая сеть, состоящая из линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих связь узлов генерации с узлами потребления. Подстанции являются узлами сети, в которых сосредоточено оборудование преобразования уровней напряжения, коммутационное оборудование, средства компенсации реактивной мощности, регулирования уровня напряжения и прочие средства, обеспечивающие управление передачей электроэнергии в соответствии с заданным режимом работы электроэнергетической системы (ЭЭС). Координированная работа подстанций обеспечивается наличием иерархической системы центров управления (ДЦ и ЦУС), осуществляющих управление процессами функционирования и эксплуатации электрических сетей региона.

Разумеется, при создании ЦПС указанная совокупность технологической информации будет дополняться другими полезными данными, отсутствующими в настоящее время. При сохранении существующих в настоящее время подходов к построению структур иерархических систем технологического управления сетями будут сохраняться и усугубляться проблемы, связанные с необходимостью поднимать практически всю информацию с подстанций на верхний уровень – уровень выполнения соответствующего процесса, поскольку для выполнения каждого процесса необходимо либо хранить всю поступившую ранее информацию, либо каждый раз выполнять запрос на передачу полного пакета актуальной на данный момент информации от каждой подстанции (рис. 3.2).

Объем такого обмена весьма большой, а степень полезного использования этого потока информации может оказаться малой.

Рассмотрим более эффективный подход к использованию возможностей цифровой подстанции по участию в иерархии технологического управления. Наличие большого объема локальной технологической информации (оперативной и неоперативной) и возможность использования собственных вычислительных мощностей для выполнения предварительной обработки и сохранения этой информации создает предпосылки для организации распределенного решения различных функциональных задач. При этом отпадает необходимость передачи значительного объема информации, вместо которой должны передаваться преимущественно результаты решения соответствующих задач.

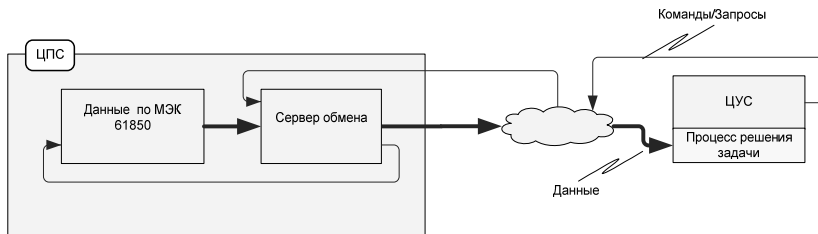


Рис. 3.2. Организация обмена информации с цифровой подстанцией

Декомпозиция процесса решения задачи создает возможность распределенного выполнения части расчетов «вниз», что должно привести к снижению объема потока информации между ЦПС и центрами управления, а также к повышению скорости выполнения и достоверности результатов решения задач. Такой подход позволяет распределить цели и задачи между уровнями иерархии системы управления ЭЭС. Локальные задачи решаются на нижнем уровне иерархии, глобальные цели достигаются на верхних уровнях иерархии. При этом решение глобальной задачи использует результаты решения локальных задач.

В настоящее время широкое развитие получают распределенные интеллектуальные системы на основе агентов (мультиагентные системы). Такой подход может быть эффективно использован для решения рассматриваемых задач, и в конечном итоге позволяет сформировать глобальное «умное» информационное пространство для интеллектуальных энергосистем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).

Если некоторая функция (процесс) в ЦУС может быть выполнена посредством реализации соответствующих процессов на каждой из ЦПС с последующей сборкой результатов в ЦУС, то такие подпроцессы будем далее называть «локальными подпроцессами» (ЛПП).

После выполнения ЛПП на каждой из ЦПС и передачи в центр управления соответствующих результатов средства центра управления выполняют сборку результатов, получают решение глобальной задачи и при необходимости направляют каждой ЦПС команды управления (в том числе коррекции уставок ЛПП). Выполнение соответствующей функции в ЦУС будем далее называть «Сборка и коррекция процесса» (СКП). Информация, которая не используется в ЛПП, должна будет, разумеется, передаваться на верхний уровень непосредственно. Структура такой системы в части распределенного решения задач иллюстрируется рис. 3.3.

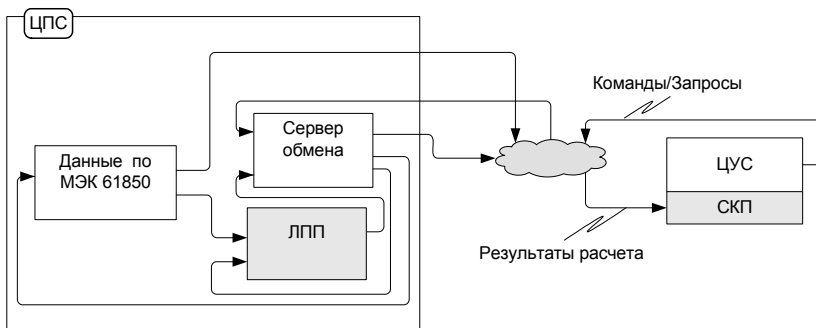


Рис. 3.3. Распределенная система решения функциональных задач

Таким образом, в качестве одной из целей создания цифровой подстанции целесообразно рассматривать расширение функциональных возможностей этого уровня иерархии управления, в частности обеспечение возможности переноса на этот уровень функциональности, которая сейчас реализуется на уровне региональных центров управления. Такое решение позволит более эффективно решать ряд задач управления, рассмотренных в следующем подразделе.

3.3.3. ДЕКОМПОЗИЦИЯ РЕШЕНИЯ СИСТЕМНЫХ АВТОМАТИЗИРУЕМЫХ ЗАДАЧ И ДЕЛЕГИРОВАНИЕ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ НА УРОВЕНЬ ЦПС

Основные функции, выполняемые центрами управления сетями в соответствии с руководящими документами МОЭСК и Системного оператора, можно проанализировать с точки зрения степени целесообразного участия ПАК, устанавливаемых на подстанциях и в ЦУС, в решении задач их автоматизированной поддержки. Такая поддержка может варьироваться от простого формирования и передачи с подстанции в ЦУС комплекта необходимых текущих данных, характеризующих режим и состояние оборудования, – с последующим решением всех задач их обработки, анализа и использования в центрах управления – до делегирования значительной части процессов их обработки и анализа на уровень ПАК ЦПС.

Проведенный анализ позволяет утверждать, что для многих функций (операционных, неоперационных и функций обмена информацией между субъектами ЭЭС) задачи их автоматизированной поддержки средствами ПАК целесообразно решать в распределенном режиме, получая частные результаты обработки, расчетов и анализа средствами ПАК ЦПС и передавая эти результаты в ЦУС МОЭСК, где будет осуществляться их объединение для получения конечного результата.

В качестве примеров можно привести следующие функции данного класса среды:

- операционных функций, поддержка: процесса оперативных переключений на оборудовании с контролем выполнения проверочных операций; вывода оборудования в ремонт и ввод в работу по типовым программам переключений и др.;

- неоперационных функций: мониторинг состояния отходящих ЛЭП; контроль загрузки работающего оборудования; определение места повреждения на ЛЭП и др.;

- функций обмена информацией между субъектами ЭЭС: поддержка анализа электрических режимов (формирование и передача актуальной модели ПС и прилегающей ЭЭС низшего напряжения); мониторинг эксплуатации и функционирования устройств РЗА и ПА, обеспечение оценки уровня надежности устройств РЗА и ПА и др.

3.3.4. СОЗДАНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ КООРДИНИРУЮЩЕЙ ПОДСИСТЕМЫ В СОСТАВЕ АСУ ТП ЦПС

Настоящая Методология предусматривает дальнейшее функциональное развитие современных интегрированных АСУ ТП подстанций 220 кВ и выше, связанное с повышением достигаемого в системе уровня автоматизации в целях обеспечения надежного управления подстанцией, особенно при переходе к телеуправлению необслуживаемыми подстанциями из удаленных центров управления. Одним из направлений такого развития является создание в составе АСУ ТП ЦПС функциональной координирующей подсистемы – ФКП.

Подсистема ФКП призвана обеспечивать:

- ведение набора актуализируемых моделей технологических процессов подстанции как основы для построения алгоритмов контроля, анализа и управления функционированием ЦПС; передача актуальных моделей в другие подсистемы ПАК для использования;

- поддержку подсистем анализа технологических ситуаций и принятия решений по управлению в сложных, в том числе аварийных, ситуациях. Например, с помощью информационно-экспертных систем типа «советчика диспетчера». Полномасштабные системы анализа технологических ситуаций и поддержки процессов по управлению в сложных, в том числе аварийных, ситуациях должны быть развернуты в центрах управления. Однако реализация на ПС подсистемы, берущей на себя рациональную часть такого анализа на основе актуализируемой модели технологических процессов данной ПС, сделает более эффективной работу соответствующих «макросистем» уровня центра управления – ДЦ, ЦУС, – позволяя им сосредоточиться на анализе функционирования сети или энергосистемы в целом;

- контроль возможности, допустимости и безопасности (с учетом реального состояния оборудования ПС) команд управления оборудованием ПС, в том числе телеуправления подстанцией из удаленных центров управления;

- формирование «образа ПС», содержащего информацию о текущем состоянии ПС, получаемую от других устройств АСУ ТП, – для использования при взаимодействии подстанции с центрами управления в качестве «представителя» ПС в верхних уровнях иерархии управления в электроэнергетической системе, в том числе:

- подготовку и передачу в центры управления актуализированных моделей технологических процессов ПС, а также данных для использования в функционировании автоматических подсистем АСТУ (например, центральной станции противоаварийного управления – ЦСПА и др.);

- анализ и выполнение запросов на доступ (или передачу) к хранящейся в архивах АСУ ТП информации о технологических событиях и данных эксплуатационно-технологических параметров состояния оборудования подстанции;

- работу подсистем мониторинга информационной инфраструктуры с функцией резервирования;

- применение политик безопасности в отношении используемых программных продуктов (в частности, средств дублирования, противодействия вредоносному программному обеспечению и др.).

Подчеркнем, что в подсистеме ФКП реализуются и актуализируются модели максимальной детализации технологических процессов ПС, необходимой для непосредственного управления и силовым оборудованием ПС, и средствами «вторичных» систем, – в отличие от моделей подстанции, используемых на более высоких уровнях иерархии управления.

Появление в составе АСУ ТП ЦПС функциональной координирующей подсистемы ФКП позволит обеспечить:

- максимальную достоверность данных о состоянии оборудования ПС и результатов выполнения команд управления;

- предотвращение: выполнения команд, которые могут привести к аварийным ситуациям; аварийных режимов за счет оперативного вывода из работы оборудования, находящегося в предаварийном состоянии.

Место подсистемы ФКП в структуре ПАК цифровой подстанции иллюстрируется рис. 3.4. Следует подчеркнуть, что передача телеинформации в ДЦ СО и ЦУС осуществляется, как и в современных АСУ ТП, без какой-либо промежуточной обработки. В то же время при создании ФКП в составе АСУ ТП подстанции речь идет только о реализации некоторых дополнительных аналитических функций, например, направленных на повышение безопасности выполнения запланированных переключений в сети.

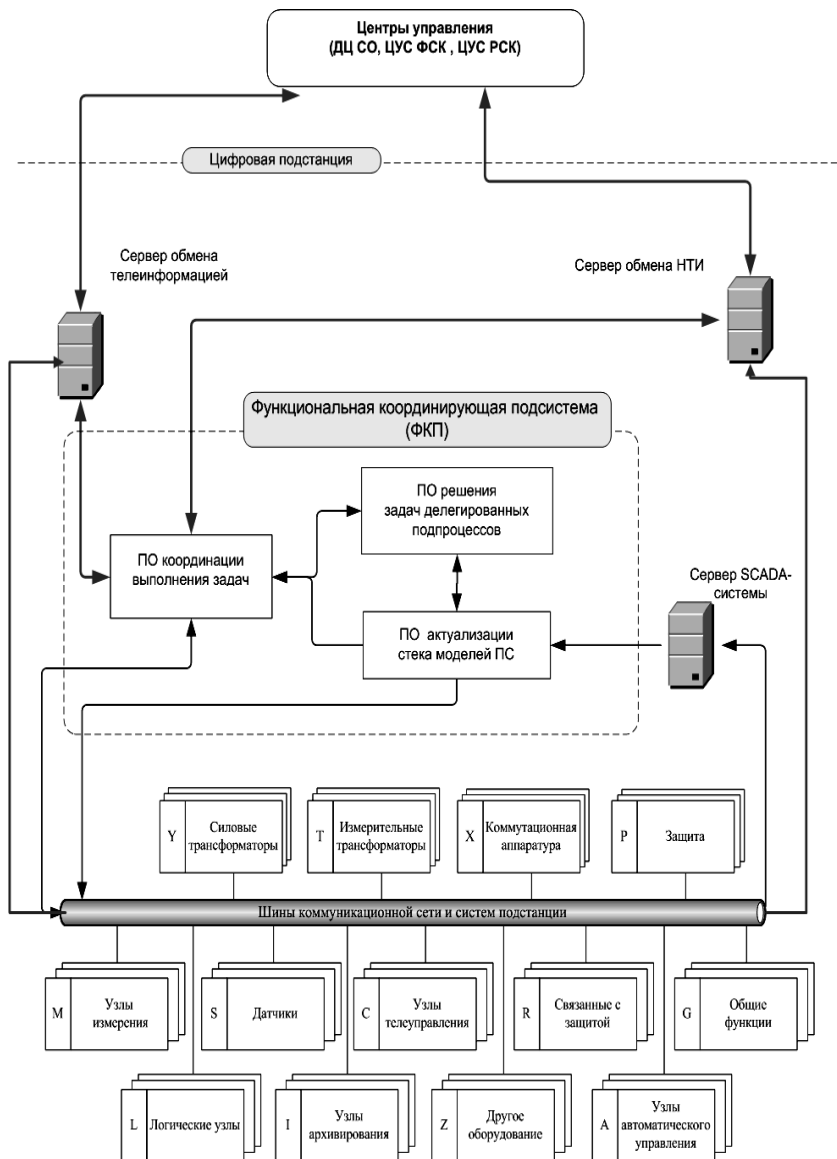


Рис. 3.4. Место функциональной координирующей подсистемы в структуре системы управления ЦПС

Подчеркнем также, что определение ФКП и показанных на рис. 3.4 средств, выделяемых в ее составе (решения задач локальных подпроцессов, координации информационно-технологических и управляющих систем подстанции, актуализации стека моделей), осуществляется *на программно-логическом уровне* (в частности функции ФКП могут быть реализованы, например, с помощью компонентов ПО сервера SCADA-системы).

Приведем примеры задач, при решении которых целесообразно использовать подсистему ФКП в составе АСУ ТП подстанции.

3.3.5. ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ И СКОРОСТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ, СВЯЗАННЫХ С УЧАСТИЕМ ПС В УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ (ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ)

Средствами функциональной координирующей подсистемы в составе АСУ ТП выполняется формирование модели функционирования силового оборудования подстанции, учитывающей в том числе и работу установленных на этом оборудовании средств защиты и автоматики. Модель имеет высокий уровень детализации для целей непосредственного управления технологическими процессами на подстанции.

На верхний уровень – в центр управления – передается обобщенный результат решения локальной задачи (топология, параметры узлов, линий и нагрузки) без деталей, которые не нужны на верхнем уровне иерархии. А именно эквивалентная схема подстанции, непосредственно пригодная для включения в состав моделей, используемых на верхнем уровне иерархии в центре управления, где формируются и используются модели для решения задач анализа технологических ситуаций, принятия решений по ликвидации аварий и управления режимом энергосистемы (электрической сети).

Отметим, что при этом в силу самого характера процесса передаваемые на верхний уровень результаты удовлетворяют важному для верхнего уровня требованию достоверной наблюдаемости характеристик энергосистемы/электрической сети в районе подстанции.

При этом за счет использования максимально полной модели технологических процессов подстанции, используемой при формировании моделей для решения задач верхнего уровня, повышается точность задания и установки параметров, определяющих режим и состояние оборудования; в то же время благодаря уменьшению объема

передаваемой в центр управления информации и упрощению расчетов по формированию моделей повышается доступная скорость решения задач, связанных с участием подстанции в управлении энергосистемой/электрической сетью.

3.3.6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ КОМАНД УПРАВЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИЕЙ

Процессы коммутации (изменения состояния) силового оборудования, изменения состояния и параметров работы устройств РЗА и ПА, ввод в работу (вывод из работы) силового оборудования и автоматики подстанции выполняются как в рабочем режиме по командам персонала ПС и командам из центра управления, так и в аварийных режимах по командам систем РЗА и ПА. Безопасность выполнения команды обычно связана с выполнением определенных условий, в том числе зависящих от текущего состояния некоторого другого, функционально связанного оборудования ПС, а в некоторых случаях и состояния оборудования смежной ПС. В условиях ликвидации аварии, ввода оборудования в работу после аварии и ремонта и т.п. могут быть допущены как ошибки правильного выполнения последовательности операций, так и ошибки, связанные с недостоверностью информации о состоянии смежных, функционально связанных элементов и систем подстанции.

Подсистема ФКП обеспечивает «входной контроль» допустимости поступающих команд управления, имитируя их выполнение на сформированной модели ПС, учитывающей текущее состояние коммутационных аппаратов и функционально связанных с ними устройств РЗА и ПА, без изменения реального состояния коммутируемого оборудования. В случае подтверждения безопасности команды она ретранслируется на соответствующее оборудование ПС. В случае выявления «опасной» команды она отклоняется (вместе с дальнейшей последовательностью команд в потоке команд управления) – ее выполнение запрещается и формируется соответствующее сообщение в адрес центра управления. Такой контроль и анализ средствами подсистемы способны предотвратить повреждение оборудования в случае поступления команды, выполнение которой небезопасно из-за текущего реального состояния смежного силового оборудования и автоматики. Наличие «входного контроля» потока команд управления особенно актуально в условиях телеуправления необслуживаемой подстанцией.

3.3.7. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ПАК ЦПС

Укрупненная функциональная структурная схема программно-аппаратного комплекса ЦПС, построенного на базе изложенных выше основных принципов, приведена на рис. 3.5.

Отметим коротко основные отличия укрупненной функциональной структуры ПАК ЦПС, характеризуемой рис. 3.5, от аналогичной типовой структуры, создаваемой в настоящее время АСУ ТП подстанций ЕНЭС (на рис. 3.5 выделены основные компоненты нижнего уровня, определяющие такие отличия).

1. Ввод информации в ПАК осуществляется непосредственно в цифровой форме (без использования в составе ПАК устройств аналого-цифрового преобразования) от цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также от специальных «интеллектуальных» устройств (Smart IED), выполняющих функции модулей связи, создаваемых для всех видов основного электрооборудования подстанции: трансформаторного и реакторного оборудования, коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей), КРУ 6 (10) кВ, оборудования щитов постоянного тока – ЩПТ и собственных нужд – ЩСН. И цифровые ТТ и ТН, и устройства, реализующие функции модулей связи, рассматриваются в настоящей концепции как элементы силового оборудования ЦПС.

2. Передача команд управления на электрооборудование от терминалов РЗА, ПА, управления в составе ПАК ЦПС должна выполняться через цифровые интерфейсы на основе протоколов IEC 61850 на устройства Smart IED соответствующего силового оборудования.

3. Организация двух шин цифрового информационного обмена между компонентами интегрированной АСУ ТП на основе протоколов IEC 61850: шины процесса – на основе протоколов IEC 61850-8.1 и 61850-9.2 и подстанционной шины – на основе протокола IEC 61850-8.1. Следует отметить, что в современных АСУ ТП подстанций ЕНЭС используется только подстанционная шина на основе протокола IEC 61850-8.1.

4. Синхронизация устройств нижнего уровня (ЦТТ, ЦТН, Smart IED) осуществляется по протоколу IEC 1588 с точностью не хуже 1...2 мкс.

5. Наличие в составе ПАК ЦПС функциональной координирующей подсистемы, рассмотренной выше.

В четвертой главе рассмотрим архитектуру цифровой подстанции 220 кВ и выше.

Выводы

1. При создании цифровой подстанции формируются общие определяющие цели: экономические и эксплуатационные, модернизации и безопасности, а также решаются задачи по унификации информационных протоколов для обеспечения способности оборудования различных производителей к взаимодействию.

2. Принципы построения архитектуры цифровой подстанции основаны на иерархии с выделением нижнего, среднего и верхнего уровней и определяются пятью базовыми группами: надежностью, безопасностью, единством измерений, унификацией и сохранением инвестиций.

3. Функциональная структура цифровой подстанции с распределением локальных задач «в низу» и глобальных «на верху» обеспечивает поддержку основных технологических функций подразделений МОЭСК, выполняемых в процессе управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей и в первую очередь управления оперативно-диспетчерского и технологического.

4. Декомпозиция решения системных автоматизируемых задач и делегирование их выполнения на уровень ЦПС позволяет средствами ПАК ЦПС целесообразно решать в распределенном режиме частные результаты обработки, расчетов и анализа и передачей их в ЦУС МОЭСК.

5. Создание функциональной координирующей подсистемы в составе АСУ ТП ЦПС позволяет обеспечить реализацию дополнительных аналитических функций, например, направленных на повышение безопасности выполнения запланированных переключений в сети и др.

6. ЦПС позволяет осуществлять ввод информации от цифровых измерительных трансформаторов тока и напряжения и другого оборудования в цифровой форме, а передача команд управления от терминалов РЗА и ПА выполняется через цифровые интерфейсы на основе протоколов IEC 61850 на устройства Smart IED соответствующего оборудования.

4. АРХИТЕКТУРА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ 220 КВ

Рассмотрена архитектура цифровой подстанции на основе: оборудования информационного взаимодействия; средств контроля, управления, защиты и измерений; информационных и управляющих систем; программного, информационного обеспечения и комплексной безопасности.

4.1. ОБОРУДОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ

Одним из ключевых элементов в системе управления режимами работы электрических сетей являются первичные измерительные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие защиту электрооборудования от сверхтоков и аварийных режимов, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков электроэнергии в энергосистеме [2].

Находящиеся в эксплуатации и производстве электромагнитные трансформаторы прошли в своем развитии большой путь и в настоящее время являются достаточно совершенными устройствами. Вместе с тем они имеют ряд недостатков (пожаро- и взрывоопасность, насыщение, вес и т.д.).

На смену им должны прийти электронные трансформаторы (датчики), которые имеют значительный потенциал в плане эксплуатации: безопасность и компактность, сокращение объемов электромонтажа и расширенный динамический диапазон, широкая полоса пропускания и самодиагностика, снижение стоимости и т.п.

4.1.1. ЦИФРОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) – электронные измерительные трансформаторы с цифровыми интерфейсами, поддерживающими протокол IEC 61850-9.2, представляют собой новый класс изделий, основанных на самых последних достижениях в оптике, электронике, системах цифровой обработки и передачи сигналов. Эти устройства отличаются исключительной безопасностью, высокой точностью, быстродействием, малыми габаритами и весом.

4.1.2. СХЕМА ПОСТРОЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ НА БАЗЕ ЦИТ

Одним из примеров построения измерительной системы в высоковольтной подстанции с применением комбинированных ЦИТ является решение, функциональная схема которого приведена на рис. 4.1.

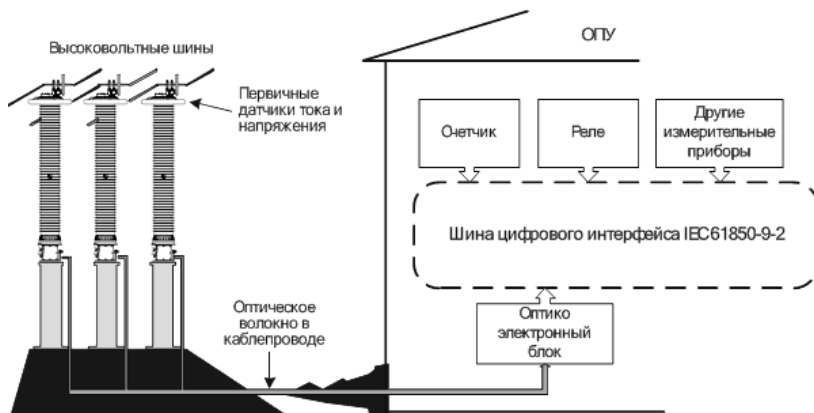


Рис. 4.1. Функциональная схема измерительной системы

Изоляционные колонны установлены на опорных конструкциях на территории открытого распределительного устройства подстанции (ОРУ), причем первичные датчики тока расположены на вершине колонны, а первичные датчики напряжения находятся внутри полости трубчатого изолятора колонны.

Измеренные первичными датчиками сигналы передаются по изолирующим оптоволоконным кабелям на уровень земли и далее направляются к вторичным преобразователям, объединенным в оптоэлектронном блоке преобразования, обычно располагаемом в ОРУ или в ОРУ подстанции. Взаимодействие между первичными датчиками и вторичными преобразователями оптоэлектронного блока, как правило, является фирменным решением конкретного завода-изготовителя оборудования и не подлежит обязательной унификации. В оптоэлектронном блоке данные от первичных датчиков объединяются в единый цифровой поток данных в соответствии с протоколом IEC 61850-9.2 и далее распространяются через сеть Ethernet к получателям измерительной информации.

Функциональная схема ИТ с цифровым выходом (ЦИТ) приведена на рис. 4.2.

В состав ЦИТ необязательно должны быть включены все указанные на рисунке части. Число первичных входов и их тип (напряжение или ток) в отдельном ЦИТ может отличаться от приведенного примера.

Для сравнения на рис. 4.3 приведена общая функциональная схема ЦИТ с использованием отдельно стоящего модуля объединения (ОСМО или полевого преобразователя). В отличие от модуля объединения, который встроен в ЦИТ, ОСМО – устройство, не являющееся компонентом ЦИТ.

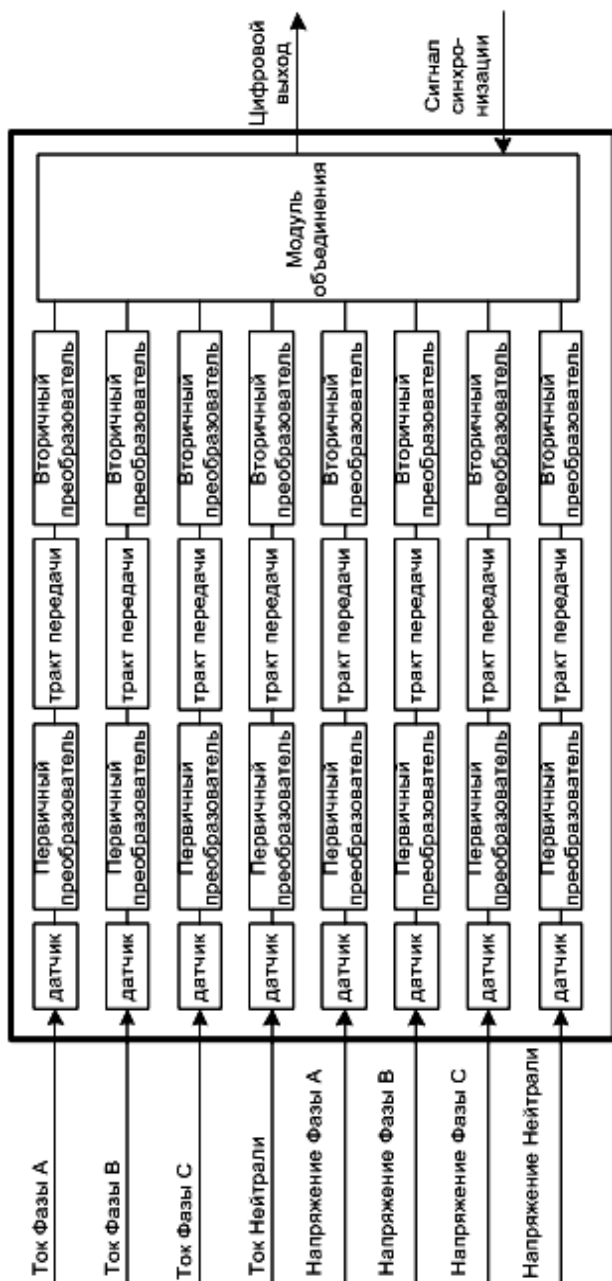


Рис. 4.2. Общая функциональная схема измерительных трансформаторов с цифровым выходом

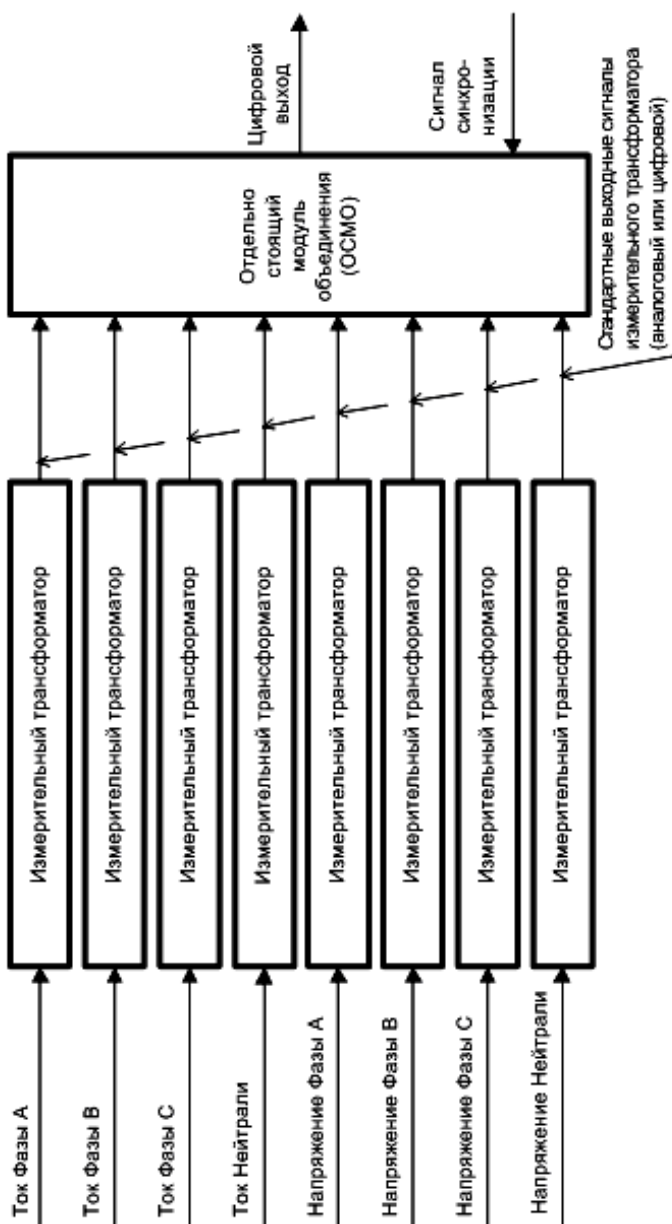


Рис. 4.3. Пример построения цифрового измерительного трансформатора с отдельным модулем объединения

4.1.3. ТОЧКА ИНТЕРФЕЙСА ЦИТ

Точка интерфейса ЦИТ должна оканчиваться цифровым выходом с волоконно-оптическим или электрическим разъемом, соответствующим требованиям к модулю объединения или датчику с коммуникационным интерфейсом. Рекомендованный уровень волоконно-оптической системы передачи данных 100Base-FX (полный дуплекс, двухжильный оптоволоконный кабель с разъемами).

Используемые волоконно-оптические кабели должны соответствовать требованиям IEC 60794.

4.1.4. СИНХРОНИЗАЦИЯ

ЦИТ или модуль объединения должны иметь возможность принимать внешний сигнал синхронизации для того, чтобы синхронизировать выборки. Сигналом синхронизации должен быть входной сигнал 1PPS в соответствии с требованиями IEC 60044-8. Опционально синхронизация может быть осуществлена через сеть Ethernet в соответствии с IEC 61588.

Значение времени нарастания импульса 1PPS может оказать влияние на синхронизацию внутреннего тактового генератора модуля объединения. Этим параметром можно пренебречь, если максимальное отклонение времени запуска составляет не более ± 2 мкс, при времени длительности фронта не более 200 нс.

Источник синхронизации должен иметь точность ± 1 мкс. Отсчеты от модуля объединения должны иметь метки времени, выдаваемые с точностью класса 4 в соответствии с IEC 61850-5 (± 4 мкс). По этой причине синхронизирующий вход модуля объединения может иметь джиттер ± 2 мкс. Если задержка распространения между выходным сигналом 1PPS источника синхронизации и входом модуля объединения будет более 2 мкс, то каждый такой модуль должен быть в состоянии компенсировать задержку распространения сигнала.

До тех пор, пока ЦИТ или модуль объединения синхронизируется, атрибут SmpSynch (задается, когда испытательный комплект СМС синхронизирован с режимом работы с использованием CMIRIG-B – блока синхронизации, обеспечивающего возможность подсоединения устройств, передающих или получающих протокол IRIG-B или PPS-сигналы с помощью СМС) в сообщении SV должен иметь значение TRUE (истина). Атрибут SmpCnt должен вести себя, как определено в IEC 61850-7-2. Если синхросигнал потерян, ЦИТ или модуль объединения может начать работу в режиме удержания. Это означает, что в течение нескольких секунд – в зависимости от дрейфа внутреннего тактового генератора, модуль объединения способен отправлять отсчеты, все еще удовлетворяющие требованиям синхронизации в отношении точности.

4.1.5. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БЕЗ СИНХРОНИЗАЦИИ

Если модуль объединения не получает сигнала синхронизации и выйдет из режима удержания, как описано выше, атрибут SmpSynch в сообщении SV должен принять значение FALSE. SmpCnt должен продолжать считать, как если бы импульс синхронизации присутствовал на его входе.

Источники синхронизации, генерирующие сигнал 1PPS, обычно реализуется на основе приемников GPS. Импульс 1PPS имеет точность ± 1 мкс по сравнению с абсолютным временем (GPS эталон единицы времени). В случае потери сигнала приемником GPS внутренний тактовый генератор источника синхронизации начнет дрейфовать от эталонного времени GPS.

Есть две возможности для обработки этой ситуации: вычисления, выполняемые в модуле объединения. В случае если ток и (или) напряжение в нейтрали не измеряется реальным датчиком, модуль объединения должен рассчитать эти величины как сумму фазных значений. Однако, поскольку получатель должен знать, рассчитываются значения или измеряются, модуль объединения должен показать это в соответствующем описателе качества.

При автоматическом обнаружении неисправности ЦИТ должен быть поднят флаг о недостоверности данных на цифровом выходе. Отказ системы передачи должен быть автоматически обнаружен с формированием соответствующего сигнала о неисправности. При перерыве в электроснабжении источника питания или выходе входного напряжения за пределы допустимого диапазона должен быть остановлен вывод данных и отключен цифровой выход. После восстановления работы источника питания функционирование ЦИТ должно быть автоматически восстановлено.

4.1.6. ТРЕБОВАНИЯ К ВРЕМЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

В соответствии с ИЕС 60044-8 максимально допустимое время задержки на обработку сигналов в МО составляет 3 мс (+10 %, -100 %). Задержка на обработку сигналов определяется как временной интервал, заключенный между моментом измерения на первичной стороне ЦИТ до момента, когда кадр, содержащий в себе это измеренное значение, публикуется на коммуникационном интерфейсе ЦИТ. Измерение задержки, связанной с обработкой сигналов, производится при синхронизации ЦИТ от внешнего эталонного источника времени с помощью прецизионной временной маркировки/фиксации отдельных кадров, отправляющихся с коммуникационного интерфейса ЦИТ.

4.1.7. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ, ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ НАДЕЖНОСТИ И ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Производитель должен предоставлять информацию в соответствии с соответствующими стандартами, такими как IEC 60812 и IEC 61025, по функциональной и эксплуатационной надежности электронных трансформаторов. Она должна включать в себя оценку средней наработки до отказа (МТТФ), среднего времени между отказами (МТВФ) и анализ характера и последствий отказов (FMEA), связанный с основной частью при условии обслуживания. Должна быть предоставлена функциональная схема, описывающая взаимосвязь между подсистемами и демонстрирующая, как осуществляется резервирование, если оно организовано. Должны быть определены узлы ЦИТ, для которых должны проводиться соответствующие процедуры технического обслуживания.

Применяемые в конструкции трансформаторов материалы должны обеспечивать выполнение требований по взрыво- и пожаробезопасности.

4.1.8. ПОЛЕВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ (УСТРОЙСТВА И МОДУЛИ)

4.1.8.1. Требования к полевым преобразователям – устройствам (модулям), обеспечивающим информационные связи на базе протоколов МЭК61850-8.1 и МЭК 61850-9.2 с измерительными трансформаторами тока и напряжения.

В настоящем подразделе определим требования к полевым преобразователям (ПП) – устройствам и (или) модулям, обеспечивающим включение традиционных (неэлектронных) измерительных трансформаторов тока (ИТТ) и напряжения (ИТН) в инфраструктуру передачи информации (ИПИ) ЦПС.

Примечание. В связи с тем, что термины «merging unit» (MU) и «stand alone merging unit» (SAMU) на сегодняшний день не имеют однозначного, общепринятого русскоязычного эквивалента (перевода), в настоящем подразделе применен термин «полевой преобразователь» как более лаконичный и функционально близкий по смыслу и содержанию. Назначение полевого преобразователя пояснено на рис. 4.4.

4.1.9. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ

Функции ПП условно разделяются на основные и вспомогательные. Основные функции ПП связаны непосредственно с преобразованием, выполняемым ПП, и присутствуют в нем обязательно; вспомогательные функции есть некоторая надстройка над основными, их наличие опционально.

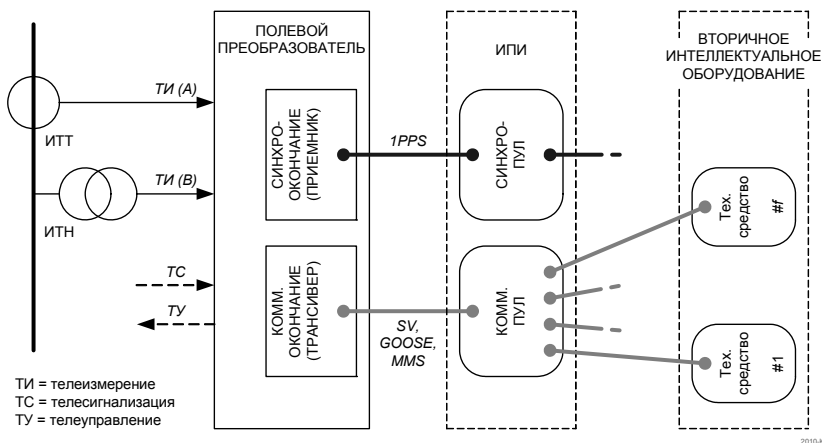


Рис. 4.4. Полевой преобразователь, его взаимосвязи с инфраструктурой передачи информации, а также первичным и вторичным оборудованием ЦПС

Основные (преобразовательные) функции следующие:

- аналого-цифровое преобразование – следящая функция, представляющая собой когерентное многоканальное преобразование сигналов, производимое синхронно с отсчетами единого времени энергообъекта, с последующей передачей оцифрованных значений (кодов) по цифровому каналу связи;
- цифро-аналоговое преобразование – функция, обратная аналого-цифровому преобразованию.

Вспомогательные (дополнительные) функции:

- монитор целостности вторичных цепей – диагностическая функция, представляющая собой непрерывное отслеживание «качества» вторичных присоединений (под «качеством» здесь можно понимать отсутствие обрывов и пр.);
- метрологический фильтр – коррекционная функция, представляющая собой предварительную математическую обработку измерительной информации;
- локальное устройство АСУ ТП – функция, представляющая собой, прежде всего, выполнение синхронных векторных измерений;
- локальная точка АСТУЭ, АСКУЭ, АСККЭ – контрольно-фискальная функция, представляющая собой вычисление счетно-учетных, аналитических и контрольных показателей с передачей результатов в указанные системы.

Целевые свойства преобразований таковы: синхронность, когерентность, точность, низкие латентность и инерционность. Конструктивная реализация преобразователя предполагает вариативность, призванную удовлетворить конкретные условия эксплуатации, и допускает исполнение как в виде модуля (конструктивно зависимого), устанавливаемого в «интеллектуализируемое» техническое средство, так и в виде самостоятельного (конструктивно независимого) прибора, устанавливаемого отдельно. Эксплуатационная надежность преобразований обеспечивается резервированием, реализуемым за счет дублирования основного комплекта полевых преобразователей одним или несколькими резервными.

4.1.10. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОКОНЧАНИЕ

Изделие должно иметь коммуникационное окончание и синхронизационное окончание; при синхронизации коммуникационным (протокольным) способом синхронизационное окончание может отсутствовать. В коммуникационном окончании количество портов (не учитывая резервные порты, если есть) должно быть таким, чтобы расчетная загрузка каждого порта в любом направлении обмена (приема и передачи) не превышала $2/3$ от номинальной пропускной способности соединения. Рекомендуется также, чтобы загрузка портов в части периодического (передаваемого и принимаемого) трафика была как можно более равномерной. Изделие должно уметь варьировать статическую (константную) задержку отправки пакета данных IEC 61850-9.2 (SV) в пределах от нуля до (в пределе) периода посылки пакетов для каждого генерируемого потока, а также уметь фильтровать принимаемые пакеты IEC 61850-9.2 (SV) для каждого принимаемого потока. Изделие должно уметь распознавать (без пропусков) пакеты с количеством последовательных когерентных выборок от 1 до 16 по правилам IEC 61850-9.2 (SV) с частотой от 1 до 256 выборок на номинальный период основной частоты (50 Гц), настраиваемых (количеством и частотой) раздельно для каждого принимаемого потока. Рекомендуется, чтобы изделие умело распознавать пакеты с частотой до 1024 выборок на номинальный период основной частоты. Допускается устанавливать дополнительные требования к коммуникационному окончанию изделия, отвечающие потребностям и условиям предполагаемой эксплуатации.

4.1.11. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ (ДУБЛИРОВАНИЕ)

Рекомендуется резервировать изделие целиком; при этом целесообразно организовать полное резервирование, т.е. дублирование ПП (а в отдельных случаях – дублирование с арбитром), так как ПП по сути является единственным источником данной измерительной информации на ПС. Кроме того, даже при резервировании изделия целиком рекомендуется резервировать порты в коммуникационных окончаниях – в целях

обеспечения повышенной живучести ЛВС. При выходе одного из портов из строя должно осуществляться перераспределение трафика на другие порты коммуникационного окончания – без полного или частичного исключения или снижения интенсивности трафика и какой-либо потери функциональности ПП. Резервные комплекты изделий должны подключаться к инфраструктуре передачи информации через разные комплекты технологической структурированной кабельной системы (СКС). Например: основной – через технологическую (ТСКС) структурированную кабельную систему; первый резерв – через резервную ТСКС; последующие резервы – через любую ТСКС в порядке чередования.

4.1.12. ОСНОВНОЕ СИЛОВОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

Внедрение SMART-технологий применительно к основному силовому электрооборудованию (высоковольтные коммутационные аппараты, трансформаторное и реакторное оборудование, системы оперативного постоянного и переменного тока и др.) подразумевает под собой в первую очередь увеличение интеллектуальной составляющей средств контроля и управления электрооборудованием. Это в свою очередь достигается следующим образом:

- повсеместным переходом на цифровые (в том числе – оптические) технологии съема информации и передачи команд исполнительным элементам;
- расширенным контролем и диагностикой силового электрооборудования под рабочим напряжением (в том числе, контролем его метрологических характеристик);
- развитием контроля и диагностики средств вторичной коммутации, приборов, сетевого оборудования.

Применительно к подстанциям ЕНЭС это дает следующие преимущества:

- сокращение затрат на эксплуатацию оборудования (малообслуживаемое оборудование с минимальной и контролируемой деградацией характеристик);
- увеличение срока службы электрооборудования при одновременном сокращении затрат на периодические проверки и ремонты;
- уменьшение затрат, связанных с внезапными отказами оборудования и связанным с этим недоотпуском электроэнергии (непрерывный мониторинг оборудования и каналов связи, резервирование источников сигнала, терминалов, цифровых сетей и т.д.);
- увеличение точности измерений (повышение точности учета электроэнергии (особенно при токах менее 10...20 % I_n); повышение точности определения места повреждения ОМП, новые возможности для РЗА кабельно-воздушных линий);

- сокращение продолжительности проектных и пусконаладочных работ в связи с типизацией оборудования, повышением уровня заводской готовности и уменьшением объема кабельной продукции;
- улучшение условий в части безопасного производства работ и электромагнитной совместимости (за счет оптических каналов связи нет выноса потенциала с ОРУ);
- уменьшение стоимости средств контроля, управления и защиты (унификация терминалов, сокращения количества контрольных кабелей).

В процессе становления и развития SMART-технологий перехода к цифровым подстанциям ЕНЭС можно условно выделить два последовательных периода (стадии) преобразований:

1-й период (переходный, ориентировочно 2011 – 2014 гг.) – в основном использование существующего электрооборудования, к которому добавляется интерфейсная часть (цифровая, оптическая), устанавливаемая, как правило, в помещениях. Возможно также постепенное изменение состава и типа применяемых датчиков.

2-й период (в значительной мере – перспектива; переход к целевым свойствам ЦПС: 2015 – 2030 гг.) – освоение новых типов электрооборудования, характеризующихся интеграцией в оборудование специализированных цифровых необслуживаемых датчиков и полевых контроллеров. Как следствие – возможность реализации в полной мере всех преимуществ цифрового подхода, когда любое оборудование представляется как объект в модели IEC 61850.

Далее на каждом из выделенных периодов становления и развития технологий построения ЦПС рассматриваются основные требования к отдельным видам первичного электрооборудования ПС, в том числе к:

- трансформаторному маслonaполненному оборудованию;
- коммутационным аппаратам;
- оборудованию щитов постоянного тока;
- оборудованию щитов собственных нужд ПС.

4.1.13. ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛОНАПОЛНЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В состав трансформаторного маслonaполненного оборудования входят:

- собственно трансформатор (магнитопровод, обмотки, масло);
- система охлаждения (охладители с электровентиляторами, электронасосы, шкаф автоматики охлаждения);
- бак-расширитель;
- высоковольтные вводы;
- РПН с приводом;
- маслоосушитель (силикагель).

Требования 1-го периода:

– объем измерений датчиковой части: температура верхних слоев масла), датчики влажности и газосодержания масла, токи утечки вводов, положение РПН, уровень масла в баке-расширителе, датчик влажности силикагеля в осушителе, струйные и газовые реле, положение отсечного клапана, контроль уровня;

– расчетно-диагностические задачи: сравнение контролируемых параметров с уставками, расчет температуры наиболее нагретой точки, расчет перегрузочной способности трансформатора;

– модуль связи, как правило, устанавливается непосредственно около трансформатора и выполняет следующие функции: сбор информации от установленных датчиков и первичная обработка информации (масштабирование и сравнение с уставками, присвоение меток времени).

Основная обработка информации, ее архивирование, представление осуществляются в контроллере (сервере), установленном на подстанции. Наиболее современным является вариант модуля связи с протоколом IEC 61850-8.1.

На этом этапе алгоритм и средства управления системой охлаждения и РПН остаются неизменными. Средства автоматической обработки больших массивов контрольно-диагностической информации, как и центры ее хранения, отсутствуют. Соответственно, эффективность системы минимальна, хотя затраты на реализацию могут составлять до 5...10 % от стоимости трансформатора.

Требования 2-го периода:

1. Объем измерений и первичных измерительных приборов (датчиковой части).

Использование распределенных резервированных волоконно-оптических систем для контроля температуры непосредственно обмотки трансформатора (встраиваются в обмотку при изготовлении трансформатора или при капремонте) позволяет непосредственно измерить температуру наиболее нагретой точки и, соответственно, повлиять на алгоритм работы системы охлаждения и повысить точность расчета ресурса изоляции.

Оптоволоконный датчик напряжения, встроенный в высоковольтные вводы, позволяет:

– повысить надежность системы охлаждения (пуск маслонасосов осуществляется по факту подачи напряжения на трансформатор);

– расширить функциональность системы мониторинга (контроль импульсных грозовых импульсов перенапряжения);

- повысить надежность работы системы пожаротушения (пуск системы должен блокироваться при наличии напряжения);
- обеспечить необходимой информацией (напряжение на стороне НН) автоматический регулятор РПН.

Для повышения надежности работы трансформатора указанный датчик целесообразно резервировать, так как выход из строя датчика потребует снятия высоковольтного ввода трансформатора и, как следствие, его длительный ремонт.

Перевод остальных датчиков (газовое и струйное реле, отсечной клапан) на оптический принцип функционирования обеспечит цифровую обработку сигнала от указанных датчиков.

2. *Расчетно-диагностические задачи* (дополнительные):

- расчет расхода электроэнергии на охлаждение трансформатора;
- расширенные алгоритмы диагностики;
- мониторинг обмена по цифровым сетям.

3. *Система охлаждения*:

– в качестве коммутационных аппаратов в цепях электронасосов и электроventильаторов необходимо использовать устройства плавного пуска с управлением по оптическому каналу;

– использование адаптивных алгоритмов управления электроventильаторами и электронасосами (упреждающее управление с учетом реального графика нагрузки, форсированные режимы охлаждения в аварийных режимах).

4. *Устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН)*:

– в качестве переключающего устройства используется так называемый «симистор» (иногда называемый «триак») с оптическим управлением и шунтирующим контактором;

– датчик положения – оптический, цифровой, пассивного типа;

– осуществляется расчет коммутационного и механического ресурса (по каждой анцапфе РПН); выдается напоминание оперативному персоналу о необходимости переключения анцапфы;

– организуется оптимизация положения РПН на основе анализа архивной информации;

– производится упреждающее переключение РПН (для повышения качества напряжения у потребителя).

5. *Отсечной клапан (перекрытие маслопровода между баком-расширителем и основным баком трансформатора)*:

– контроль положения (открыт/закрыт) – используется оптический датчик пассивного типа, встроенный в клапан;

– управление соленоидом клапана – осуществляется через триак (IGBT-транзистор) с оптическим управлением.

6. *Модуль связи* в общем случае включает в себя следующие функциональные субмодули:

- управления РПН;
- управления системой охлаждения;
- управления отсечным клапаном;
- мониторинга и диагностики;
- электропитания;
- интерфейс – дублированный оптический, подключаемый к

шинам 61850-8.1 и 61850-9.2.

Для повышения надежности целесообразно организовать двойное питание системы охлаждения, а также датчиков и модулей связи – от внешнего источника электропитания (основное) и от встроенной дополнительной обмотки трансформатора (резервное).

4.1.14. КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ (ВЫКЛЮЧАТЕЛИ)

В состав коммутационных аппаратов входят:

- выключатель;
- привод выключателя (электромагниты включения и отключения, механизм и автоматика завода пружин, датчик положения);
- встроенные трансформаторы тока.

Требования 1-го периода:

1. Объем измерений и датчиковой части:

- датчики положения (контактные, дискретные);
- датчики технологические (давление и плотность элегаза, состояние пружин).

2. Расчетно-диагностические задачи: приближенный (нет точной информации о положении главных контактов) расчет коммутационного ресурса.

3. Модуль представляет собой средство цифровой интеграции всех устройств, устанавливаемых рядом с выключателем (устройство отключения в бестоковую паузу, устройство оперативной и долговременной диагностики, устройство ввода сигналов от технологических датчиков выключателя).

Следует отметить, что модуль полевого исполнения может просто отсутствовать (все функции реализуются в контроллере управления).

Требования 2-го периода:

1. Объем измерений и датчиковой части: вместо датчиков крайних положений (блок-контактов) используются оптические датчики угла поворота/перемещения (для точного контроля мгновенного положения главных контактов) пассивного типа с цифровым выходом.

2. Привод выключателя:

- подача напряжения на электромагниты включения и отключения осуществляется посредством триаков (IGBT-транзисторов) с оптическим управлением;

- в схеме управления заводом пружин также используются твердотельные силовые ключи.

3. Расчетно-диагностические задачи:

- уточненный расчет ресурса (количество коммутаций, относительный износ главных контактов, относительный износ двигателей завода пружин);

- контроль деградации характеристик привода выключателя (время включения и отключения, время горения дуги);

- контроль исправности встроенных цифровых ТТ за счет сравнения мгновенных значений токов различных ТТ одного присоединения в каждый данный момент времени.

4. Встроенные цифровые ТТ – оптические цифровые с протоколом 61850-9.2. Информация от них используется выключателем (схема управления, система диагностики), а также поступает во внешнюю цифровую сеть.

5. Модуль связи – контроллер управления – в общем случае включает следующие функциональные submodule:

- включения выключателя;

- отключения выключателя в бестоковую паузу (пофазно);

- управления приводом завода пружин;

- мониторинга и диагностики (включая функцию контроля элегаза, состояния пружин, готовность к включению и отключению);

- электропитания.

Количество модулей связи должно быть равно количеству соленоидов включения (отключения).

Интерфейс – дублированный оптический, подключаемый к шинам 61850-8.1 и 61850-9.2.

Преимуществами 2-го этапа является существенное сокращение количества необходимых устройств управления и контроля (вместо терминала управления, терминала бестокового отключения, терминала диагностики – один модуль связи) и, соответственно, увеличения надежности за счет сокращения кабельных связей.

4.1.15. КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ (РАЗЪЕДИНИТЕЛИ И ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ НОЖИ)

1. Конструкция разъединителей и заземляющих ножей практически остается неизменной, поскольку определяется допустимыми изоляционными промежутками.

2. Новым является:

- использование в приводе разъединителей и заземляющих ножей оптически управляемых симисторов;
- использование в качестве датчиков положения оптических датчиков пассивного типа;
- использование в цепях управления WF-технологий для сокращения количества кабельных связей (в том числе оптических).

4.1.16. ЩИТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД (РАСПРЕДУСТРОЙСТВО СОБСТВЕННЫХ НУЖД – РУСН-0.4 КВ) И СБОРКИ 0.4 КВ

В рамках SMART-технологий в РУСН предполагается использование следующих новых технологий:

- цифровые оптические датчики тока и напряжения;
- встроенное устройство регистрации аварийных событий и процессов – РАС (с выдачей осциллограмм в международном формате COMTRADE – Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems – Общий формат транкинга при обмене данными для систем электропитания), предназначенное для обмена данными переходного процесса в энергетических системах;
 - в каждом автоматическом выключателе – средства контроля текущего состояния (цифровые, оптические, пассивного типа);
 - управление автоматами – по оптическому каналу (отключение и включение);
 - групповой модуль связи (для сборок – дублированный или троированный), контролирующий токи всех присоединений и обеспечивающий выполнение функций РЗА. Модуль связи, кроме того, выполняет измерения, функцию АВР и интерфейсного модуля для интеграции в сеть 61850 8.1 и 9.2.

4.1.17. ЩИТ ПОСТОЯННОГО ТОКА (ЩПТ)

1. В рамках SMART-технологий в ЩПТ предполагается использование следующих новых технологий:

- цифровые оптические датчики постоянного тока и напряжения;
- встроенное устройство РАС (с выдачей осциллограмм в формате COMTRADE);
- в каждом автоматическом выключателе – средства контроля текущего состояния (цифровые, оптические, пассивного типа);
- управление автоматами – по оптическому каналу (отключение и включение);

2. Модуль связи – контроллер управления.

Модуль связи в общем случае включает следующие функциональные submodule:

- защита присоединений с заданной чувствительностью и селективностью;

- мониторинга и диагностики аккумуляторной батареи (АБ);
- мониторинга подзарядного устройства и инверторов;
- мониторинга «земли» в сети постоянного тока;
- электропитания.

Интерфейс – дублированный оптический, подключаемый к шинам 61850-8.1 и 61850-9.2.

Для контроля аккумуляторной батареи предусматривается поэлементный контроль напряжения каждого элемента (предотвращение лавинообразного увеличения внутреннего сопротивления). Для этого на каждой банке устанавливается автономный микроконтроллер, совмещенный с WF-передатчиком, предохранителем. WF-приемник опрашивает по очереди все банки АБ.

3. Модуль связи – контроллер АБ выполняет расчет оставшегося времени работы (в режиме разряда), расчет оставшегося времени заряда (в режиме заряда), диагностику АБ (по току подзаряда, по количеству и глубине разрядов, по скорости разряда). Результат – остаточная емкость, время работы до снижения емкости ниже заранее заданной величины.

4.1.18. КРУ-6/10 КВ

В рамках SMART-технологий в КРУ-6\10 кВ предполагается использование следующих новых технологий:

- цифровые оптические датчики тока и напряжения;
- встроенное устройство РАС (с выдачей осциллограмм в формате COMTRADE);
- управление выключателями – по оптическому каналу (отключение и включение);
- контроль положения выкатного элемента с помощью оптических датчиков;
- групповой модуль связи, интегрированный в выкатной выключатель (положение которого контролируется с помощью оптических датчиков), измеряющий токи всех присоединений и обеспечивающий выполнение функций РЗА. Модуль связи, кроме того, выполняет измерения, функцию АВР и интерфейсного модуля для интеграции в сеть 61850 8.1 и 9.2. Возможно сокращение размеров ячейки КРУ за счет исключения релейного отсека. Оперативная блокировка и ЛЗШ реализуются посредством GOOSE-технологии.

Таким образом:

1. Комбинированные цифровые измерительные трансформаторы нового поколения с оптоэлектронным блоком преобразования и модулем объединения или отдельно стоящим модулем объединения, внешним источником синхронизации или внутренним тактовым генератором

ром и цифровыми интерфейсами обеспечивают высокую безопасность, точность и быстродействие, а также имеют малые габариты и вес.

2. Полевые преобразователи в виде модулей, устанавливаемых в «интеллектуализируемое» техническое средство, или в виде самостоятельных приборов обеспечивают включение традиционных (неэлектронных) измерительных трансформаторов тока и напряжения в инфраструктуру передачи информации ЦПС.

3. Процесс внедрения SMART-технологий применительно к основному электрооборудованию подстанций 220 кВ имеет два периода: переходной и перспективный и подразумевает под собой в первую очередь увеличение интеллектуальной составляющей средств контроля, управления, защиты и измерений электрооборудования.

4.2. СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ, УПРАВЛЕНИЯ, ЗАЩИТЫ И ИЗМЕРЕНИЙ

4.2.1. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, СВОЙСТВА И ХАРАКТЕРИСТИКИ

Программно-технический комплекс технологических процессов должен представлять собой иерархическую, рассредоточенную, распределенную микропроцессорную систему, состоящую из аппаратно и программно совместимых технических средств, объединенных локальными вычислительными сетями.

ПТК должен обладать следующими общими свойствами [2]:

- непосредственный ввод текущих значений аналоговых и дискретных параметров в цифровой форме и вывод команд управления напряжением 220 В без использования промежуточных реле;

- наличие развитой внутренней логики, достаточно большого количества внутренней памяти с функцией сохранения данных при отключенном питании, светодиодной и цифровой индикации на лицевых панелях устройств, развитых коммуникаций с поддержкой современных международных протоколов связи, а также у устройств ПТК системных портов с протоколами IEC-61850 (8.1, 9.2), IEC-60870-5-10x;

- возможность временной синхронизации по локальной сети от внешнего источника сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS с точностью не хуже ± 1 мс;

- питание устройств напряжением 220 В постоянного тока (два независимых источника питания), при этом они должны правильно функционировать при изменении оперативного напряжения в пределах $+10$ и -20 % от номинального;

- все цифровые устройства и ПО ПТК должны поддерживать функции внешней и внутренней диагностики.

Комплекс технических средств (КТС) и программное обеспечение (ПО), используемые в составе ПТК, должны иметь открытую архитектуру и соответствовать отечественным и международным стандартам.

В составе ПТК должны быть предусмотрены средства для обеспечения высокой живучести и надежного функционирования системы при возможных отказах оборудования, ошибках персонала и возникновении непредвиденных ситуаций.

Технические средства и ПО ПТК должны обеспечивать автоматическую синхронизацию процессов так, чтобы технологические события, какими бы контроллерами или интеллектуальными УСО они не были зафиксированы, были бы привязаны к единой временной шкале. Для этого ПТС, входящие в АСУ ТП ПС, должны быть синхронизированы между собой и привязаны к единой временной шкале путем коррекции системного времени ПТК АСУ ТП в целом и/или субкомплексов интегрируемых подсистем по сигналам точного времени. Метки времени (с минимально допустимой задержкой от момента возникновения событий) должны присваиваться событиям как можно ближе к месту их фиксации и использоваться после этого без какой-либо коррекции на всех уровнях и во всех ПТК.

ПТК АСУ ТП должен функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы, которые (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должны быть не менее:

- 20 лет – для устройств нижнего (полевого) уровня системы;
- 15 лет – для устройств среднего уровня системы;
- 10 лет – для устройств верхнего уровня системы.

Должна существовать возможность замены вышедших из строя или морально устаревших технических средств ПТК однотипными. Эта замена не должна повлечь за собой внесения каких-либо изменений или перестройки других технических средств, входящих в ПТК, и по возможности обеспечиваться минимальными изменениями программного обеспечения.

4.2.2. УСТРОЙСТВА МОНИТОРИНГА НИЖНЕГО И СРЕДСТВА ВЕРХНЕГО УРОВНЕЙ

Программно-технический комплекс должен представлять собой иерархическую, распределенную микропроцессорную систему, состоящую из аппаратно и программно совместимых технических средств, коммуникации между которыми отвечают требованиям, рассмотренным в третьей главе.

Компонентами нижнего уровня – уровня локальных микропроцессорных (МП) устройств, устанавливаемых на присоединениях ПС, являются:

- интеллектуальные электронные устройства – ИЭУ, IED (контроллеры, УСО – устройства связи с объектом);
- МП устройства РЗА, ПА;
- МП устройства регистрации аварийных событий и процессов (РАС), определения места повреждения на ЛЭП (ОМП), контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

Все эти устройства, образуя децентрализованную структуру, должны обеспечить решение быстродействующих задач сбора и обработки информации, контроля, учета и управления для оборудования переменного тока ПС. Каждое устройство нижнего уровня аппаратно и программно должно быть изготовлено как элемент единой системы. При этом должны обеспечиваться удаленное чтение данных каждого устройства, а также возможность дистанционного управления. Все устройства нижнего уровня должны иметь память для организации и хранения текущих архивов зарегистрированных событий и данных; глубина архивов должна быть достаточной для сохранения информации в нештатных ситуациях, связанных с ее чтением. Устройства нижнего уровня должны иметь коммуникационную часть (независимую от основной – функциональной) для связи с вышестоящим уровнем структуры системы управления.

4.2.3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛЬЗУЕМЫМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ ЭЛЕКТРОННЫМ УСТРОЙСТВАМ (ИЭУ, IED)

В составе ПТК должны использоваться микропроцессорные ИЭУ, функционирующие на базе стандартов МЭК (прежде всего 61850), обладающие развитой системой команд, позволяющей реализовать в реальном времени необходимые алгоритмы контроля и управления технологическими процессами ПС. ИЭУ должны также эффективно (оперативно и без потерь) обрабатывать внутренние и внешние события и обмениваться информацией и командами с другими элементами системы. Входящие в состав контроллеров модули и программное обеспечение должны позволять при заказе выбирать различные виды резервирования для обеспечения оптимальной экономически обоснованной надежности (требованиям к надежности компонентов ПТК ЦПС посвящен п. 4.2.4 настоящей концепции).

В ИЭУ различного назначения одного ПТК должны использоваться модули с однотипными методами тестирования с целью максимального облегчения наладки, обслуживания и обучения персонала. Конфигурирование и другие процедуры администрирования компонентов и ПТК в целом, в том числе внесение допустимых по условиям

поставщика модификаций в прикладное ПО контроллеров, должны осуществляться с использованием специальных инструментальных средств, входящих в комплект поставки ПТК и устанавливаемых на рабочей станции и ноутбуке АРМ инженера АСУ.

ИЭУ должны иметь возможность обработки внешних прерываний при поступлении инициативных дискретных сигналов или обладать необходимым быстродействием для фиксации времени поступления (изменения) дискретных сигналов (потенциальных) с погрешностью по отношению к системному времени ПТК АСУ ТП не более ± 1 мс.

В ПТК могут использоваться две модификации контроллеров: для размещения в помещении ЩУ или выносные – для размещения на объекте вблизи источников информации. Как правило, в помещениях устанавливаются устройства, предназначенные для выполнения сложных информационных и управляющих функций, оснащаемые средствами человеко-машинного интерфейса и требующие периодического обслуживания (МП-терминалы РЗА, ПА, управления коммутационными аппаратами и др.). В непосредственной близости от электрооборудования размещаются контроллеры наружного исполнения. Они, как правило, выполняют функции УСО.

При создании «цифровых» подстанций все большее количество ИЭУ должны располагаться вблизи основного электрооборудования или быть интегрированы (встроены) в него. ИЭУ должны иметь не менее двух принципиально различных видов информационных интерфейсов:

- интерфейс по протоколу IEC61850-9.2 для цифровой связи с источниками данных;
- интерфейс по протоколу IEC61850-8.1 для обмена информацией с устройствами АСУ ТП и реализации инженерных операций (конфигурирование, настройка, диагностирование и др.).

4.2.4. ТРЕБОВАНИЯ К МП-ТЕРМИНАЛАМ УПРАВЛЕНИЯ КОММУТАЦИОННЫМИ АППАРАТАМИ

Основные выполняемые функции:

- контроль состояния управляемых коммутационных аппаратов (включая технологические сигналы – готовность привода, «элегаз», «завод пружин» и т.п.);
- управление всеми коммутационными аппаратами (включение и выключение) в пределах ячейки (включая выключатель, разъединители, заземляющие ножи);
- реализация функций автоматики управления выключателя (формирование сигналов непереключения фаз, контроль цепей включения и отключения, АПВ, УРОВ, блокировка от многократного включения, включение с контролем синхронизма и т.д.);

- возможность информационного обмена с терминалами соседних ячеек в целях оперативной блокировки;
- ввод измеренных режимных параметров контролируемого присоединения (ток, напряжение) от цифровых трансформаторов тока ТТ и напряжения ТН;
- синхронизация с системным временем ПТК АСУ ТП (точность не хуже ± 1 мс).

4.2.5. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ СВЯЗИ С ОБЪЕКТОМ

УСО как самостоятельный вид устройств ввода/вывода характерны для 1-го (переходного) периода в процессе освоения Smart-технологий. Такие устройства будут использоваться в случаях отсутствия возможности непосредственного цифрового ввода/вывода.

Указанные устройства должны иметь требуемый уровень гальванического разделения отдельных каналов между собой и микропроцессорной (системной) шиной. При этом должно быть исключено обратное воздействие от источников электропитания, системы и смежных каналов. Для модулей УСО, имеющих групповое гальваническое разделение, должно быть обеспечено диагностирование и определение неисправности (например, короткое замыкание) с точностью до гальванически связанной группы. Каналы УСО должны иметь защиту от перенапряжений.

4.2.6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ, РЕАЛИЗУЮЩИМ ФУНКЦИИ ОМП

Технические требования к устройствам, реализующим функции ОМП, следующие:

1. Алгоритмы, используемые для расчета расстояния до места повреждения на ВЛ, должны быть основаны на методах, исключающих влияние переходного сопротивления в месте КЗ, и должны учитывать:

- влияние взаимоиндукции параллельных ВЛ и влияние ВЛ, индуктивно связанной только на начальном участке «основной» линии;
- неоднородность по длине ВЛ параметров отдельных участков;
- режим заземления троса;
- наличие отпаек на ВЛ;
- наличие аperiodической составляющей в токе КЗ;
- длительность протекания тока КЗ (минимальная длительность измеряется временем срабатывания релейной защиты ВЛ по быстродействующим алгоритмам срабатывания МП РЗ и быстродействующих выключателей).

Пуск автономных устройств ОМП осуществляется по факту срабатывания основных защит ВЛ и по факту превышения уставок симметричных составляющих тока ВЛ. Сигнал пуска ОМП должен передаваться в АСУ ТП.

От устройств ОМП и МП-терминалов РЗА с функцией ОМП должны передаваться в АСУ ТП значения расстояния до места повреждения на ВЛ в километре от данной ПС с указанием поврежденных фаз, параметры КЗ, а также осциллограмма аварийного процесса.

2. В условиях ЦПС становится возможной реализация функции ОМП не на импедансном принципе, широко применяемом в настоящее время, а с использованием точного отсчета времени приема сигналов возмущения по концам ВЛ.

Преимущества такого способа: высокая точность (порядка 150 м независимо от длины ВЛ) и надежное определение при любых видах замыкания (в том числе – при замыканиях с малыми токами через относительно большое сопротивление).

Заявленные возможности метода реализуются только при точной синхронизации приемных датчиков по концам ВЛ относительно астрономического времени – не хуже 1 мкс, что в случае ЦПС автоматически реализуется благодаря высокоточной синхронизации информации, снимаемой с цифровых ТТ и ТН.

Устройства, реализующие указанный метод, прошли заводские испытания и выпускаются серийно уже в настоящее время (примером может служить устройство TWSMarkMVI, фирмы QALITROL).

4.2.7. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВАМ НИЖНЕГО УРОВНЯ – IED КОММЕРЧЕСКОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В рамках АИИС КУЭ ЦПС рекомендуется совмещать функции коммерческого, технического учета электроэнергии и контроля ПКЭ. Вычисления электрических величин (электроэнергия, мощность, ПКЭ и т.д.) должны производиться на основании одного или нескольких потоков мгновенных значений SV (IEC 61850-9.2). Для каждого принимаемого потока в устройстве должен поддерживаться логический узел LSVS (см. IEC 61859-7-4 Ed.2), предоставляющий данные о получаемом потоке. Количество поддерживаемых устройством логических узлов должно быть равно количеству принимаемых потоков.

В устройстве должны быть предусмотрены механизмы контроля корректности получаемого потока данных по стандарту IEC 61850-9.2 (MAC отправителя, BODY ID потока, временные метки).

4.2.8. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ФУНКЦИИ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Основные требования к счетчикам электроэнергии нового поколения следующие:

- дублированный оптический системный интерфейс IEC 61850-8.1;

- поддержка цифрового интерфейса ввода данных по протоколу IEC 61850-9.2 (как опция – поддержка ввода измерений от аналоговых ТТ и ТН);

- информационный обмен коммерческого счетчика и источника точного времени должен быть информационно безопасным и обеспечивать защиту от подмены источника синхронизации, источник точного времени ЦПС должен удовлетворять требованиям, предъявляемым к системе СОЕВ коммерческого учета электроэнергии;

- возможность контроля положения коммутационного аппарата (например, для контроля $I = 0$ при отключенном выключателе, контроля перехода на обходной выключатель), контроль должен осуществляться по протоколу IEC 61850;

- возможность ведения профилей электроэнергии на периодической основе с использованием механизма (periodical logging), соответствующего IEC 61850-7-2.

Механизм фиксации событий в счетчике должен функционировать также на спорадической основе (SOE logging, согласно IEC 61850-7-2). Рекомендуется дополнительно предоставлять данные, накопленные в профилях и журнале в качестве текстовых файлов, доступных через сервисы файлового обмена (FTP, MMS). Инициатива по синхронизации времени должна исходить от счетчика. В системном журнале счетчика предусмотреть фиксирование событий, связанных с информационным обменом с сервером единого времени (отсутствие ответа, изменение связевых параметров сервера и т.д.). Счетчик коммерческого учета электроэнергии должен фиксировать в системном журнале события, связанные с потоком данных по протоколу IEC61850-9.2 (пропадание потока, потеря недопустимого количества пакетов). В рамках счетчика для целей технического учета рекомендуется дополнительно производить:

- контроль параметров электросети;
- профилирование параметров электросети.

Контроль параметров электросети должен вестись в части контроля превышения уставок (реализуется использованием поля range, rangeC типа данных MV), контроля апертур (реализуется использованием поля mag, db, zeroDb типа данных MV). Оперативная сигнализация функции контроля параметров электросети должна осуществляться с использованием механизмов отчетов (reporting согласно IEC 61850-7-2). Помимо оперативной сигнализации должно быть предусмотрено ведение архива с использованием механизма ведения журнала на спорадической основе (SOE logging согласно IEC 61850-7-2). Профилирование параметров электросети должно быть реализовано на базе механизма ведения журнала на периодической основе (periodical logging согласно IEC 61850-7-2).

4.2.9. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ФУНКЦИИ ИЗМЕРЕНИЯ ПКЭ

Измерение ПКЭ должно производиться синхронно в рамках ЦПС. Результаты измерений ПКЭ должны быть доступны через протокол МЭК 61850 в виде соответствующих логических устройств. Для представления ПКЭ, не включенных в описание МЭК 61850-7-4, допускается создание собственных логических узлов, при условии соблюдения правил по именованию и типизации данных, приведенных в ИЕС 61850-7-1.

4.2.10. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В рамках данного документа под контролем качества электроэнергии понимается операция определения соответствия измеренных показателей качества электроэнергии нормам, предъявляемым к электроэнергии, организация оперативной телесигнализации и ведение архивных данных. В концепции выделены следующие виды требований к качеству электроэнергии (далее нормы):

- государственные требования – нормы качества электроэнергии, приведенные в государственных нормативных актах;
- коммерческие требования – нормы качества электроэнергии, прописанные в двухсторонних договорах между субъектами рынка электроэнергии. Коммерческие требования могут являться как частью государственных норм, так и иметь более жесткие требования к качеству электроэнергии;
- технологические требования – нормы качества электроэнергии, предъявляемые внутренними постановлениями, актами субъекта рынка. Вышеуказанные нормы определяются набором требований к каждому из ПКЭ.

Выделяются два типа требований:

- превышение предельно допустимой нормы – характеризуется диапазоном значений ПКЭ. Однократный выход из указанного диапазона считается нарушением качества электроэнергии;
- превышение суточной нормы нормально допустимых значений – диапазон значений ПКЭ и допустимое количество нарушений. Если ПКЭ в течение суток выходило за пределы указанного диапазона значений более допустимого количества нарушений, то фиксируется нарушение качества электроэнергии, называемое в дальнейшем нарушением статистической нормы.

В рамках данного раздела указанные выше значения будут обозначаться общим наименованием – предельные значения нормы. Значения диапазонов и количество допустимых нарушений далее обозначается как характеристика нормы. Контроль суточной нормы допускается осуществлять по:

- фиксированному окну – контролируется статистика превышения нормально допустимых значений в течение календарных суток (с 00:00);

– по движущемуся окну – контролируется статистика превышения нормально допустимых значений на интервале в 24 ч. Нарушение фиксируется, если можно указать интервал в 24 ч, на котором превышено допустимое количество нарушений нормально допустимой нормы.

Рекомендуется использовать метод контроля «по движущемуся окну», если это не противоречит положениям нормативных документов. Для ПКЭ, имеющих двойную характеристику нарушения (например, длительность и глубина провала), необходимо использовать двумерные диапазоны контролируемых значений. Диапазоны должны описывать полный перечень возможных значений, т.е. нарушение должно быть однозначно отнесено к одной из следующих зон:

- зона допустимых значений;
- зона нарушения нормально допустимых значений (контроль статистической нормы);
- зона нарушения предельно допустимых значений (предельная норма).

Для устройств контроля ПКЭ рекомендуется для каждого вида нормы ПКЭ вести отдельный выделенный журнал событий и отдельную статистику нарушений. При определении факта нарушения (возвращения в норму) рекомендуется введение гистерезиса значения (рис. 4.5).

Цель введения гистерезиса – сокращение количества ложных срабатываний контроля ПКЭ, фильтрация дребезга значения около предельно или нормально допустимого значения ПКЭ. При определении значений указанных границ учитывается метрологическая точность измерительного канала (первичного измерителя, вторичного измери-

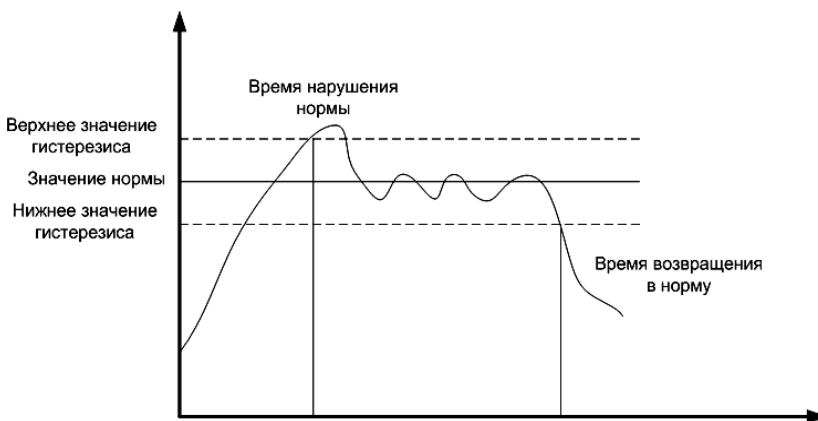


Рис. 4.5. Применение гистерезиса для контроля ПКЭ

теля и т.д.). Превышение верхней границы является гарантированным превышением допустимого значения ПКЭ, а переход через нижнюю границу – гарантированным возвращением его в норму.

Характеристики норм ПКЭ для каждого из параметров должны формироваться с использованием конфигурационного параметра rangeC для соответствующего измеряемого ПКЭ (рис. 4.6).

Функция оперативной сигнализации нарушений ПКЭ должна производиться с использованием как событийного принципа передачи информации по протоколу IEC 61850-8.1, так и механизма отчетов (reporting по IEC 61850-7-2). Функция ведения архивных данных по нарушениям ПКЭ должна производиться с использованием механизмов ведения журналов на спорадической основе (SOE logging согласно IEC 61850-7-2).

Для анализа причин и виновников нарушений в рамках ЦПС должна быть развернута система цифровой регистрации нарушений качества электроэнергии. Цифровой регистратор по команде устройства контроля качества электроэнергии осуществляет сохранение:

- мгновенных значений тока и напряжения, полученных в виде потока данных по стандарту IEC 61850-9.2 – для показателей, вычисляемых на интервалах усреднения не более 60 секунд (включая 60 с);
- усредненных величин, на основании которых производится вычисление величин (например, среднеквадратичное значение напряжения на полупериодах) – для показателей, вычисляемых на интервалах усреднения свыше 60 с.



Рис. 4.6. Применение параметра rangeC для целей контроля ПКЭ

Запись события нарушения должна содержать предысторию события с длительностью, достаточной для анализа развития события, а также запись самого события. Длительность предыстории события должна быть не менее удвоенного интервала усреднения показателя качества электроэнергии, по которому фиксируется нарушение. Для показателей, рассчитываемых на интервалах до 60 с, цифровой регистратор должен сохранять тот же поток данных по стандарту IEC 61850-9.2, который обрабатывает устройство контроля качества электроэнергии; при этом не допускается передискретизация и нормировка сигнала перед записью. Записанные осциллограммы должны быть доступны в формате COMTRADE (IEEE Std C37.111-1999). Для показателей, рассчитываемых на интервалах свыше 60 с, должны фиксироваться интегрированные величины, на основании которых производится вычисление. Осциллографирование подобных величин допускается осуществлять только на устройстве, выполняющем функции контроля данного показателя.

4.2.11. УСТРОЙСТВА ВЕРХНЕГО УРОВНЯ

К верхнему уровню – уровню подстанции относятся средства организации АРМ персонала подстанции, средства хранения и представления информации (прежде всего, серверы SCADA-системы, информационного хранилища подсистемы ССПТИ), а также средства локальной вычислительной сети, объединяющей серверы и рабочие станции АРМ персонала.

4.2.12. ВИДЫ АРМ ПЕРСОНАЛА, ОРГАНИЗУЕМЫХ СРЕДСТВАМИ АСУ ТП ЦПС

Под автоматизированным рабочим местом персонала (АРМ) понимается программно-технический комплекс средств автоматизации и вычислительной техники, включающий в себя один или несколько компьютеров, периферийные устройства (принтеры). Каждое АРМ должно специализироваться под «свои» задачи и иметь соответствующий интерфейс (мнемокадры, система меню, мнемосимволы, способы группировки информации и т.п.) и специализированное программное обеспечение. Установка на АРМ посторонних программ, не предусмотренных проектом ПТК АСУ ТП, запрещается. Кроме того, в отдельных подсистемах по усмотрению поставщика ПТК могут предусматриваться дополнительные АРМ для повышения эффективности работы подсистем АСУ ТП.

В АСУ ТП ПС, как правило, предусматриваются следующие виды АРМ:

- оперативного персонала – АРМ ОП;
- инженера-релейщика (АРМ РЗА), основная задача которого обеспечить работу с МП-устройствами РЗА, ПА, РАС и ОМП в режиме on-line, а также ретроспективный анализ полученной от них ава-

рийной информации. Кроме того, с АРМ РЗА должны быть доступны и функции контроля режимных параметров и положения КА, а также функции по работе с архивами;

- инженера, обслуживающего ПТК АСУ ТП (АРМ АСУ), предназначенного для выполнения инструментальных, отладочных и диагностических функций по отношению к средствам ПТК АСУ ТП.

Функции АРМ РЗА и АРМ АСУ могут быть реализованы с помощью совмещенного инженерного АРМ – АРМ системного интегратора, в составе которого предусматриваются специальные средства, прежде всего соответствующее специальное (технологическое) программное обеспечение, для каждого из АРМ.

АРМ РЗА и АРМ АСУ должны также обеспечивать выполнение практически всех функций АРМ ОП, за исключением функций управления. Комплексы технических средств АРМ РЗА и АРМ АСУ должны включать как стационарную рабочую станцию, постоянно подключенную к ЛВС ПТК и МП-терминалам РЗА, ПА, так и переносной компьютер, который используется для проверочно-наладочных работах. При переходе ПС на «необслуживаемый» режим эксплуатации комплексы, размещенные на подстанции АРМ персонала, будут использоваться в качестве АРМ персонала оперативно-выездной бригады – ОВБ.

4.2.13. ОРГАНИЗАЦИЯ АРМ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА (АРМ ОП)

В составе АРМ ОП, размещаемого на подстанции и являющегося основным рабочим местом дежурного оперативного персонала (при работе ПС в обслуживаемом режиме) или персонала ОВБ (в перспективе – при работе ПС в «необслуживаемом» режиме), должны быть предусмотрены не менее двух рабочих станций контроля и оперативного управления оборудованием ПС с идентичными функциональными возможностями.

С рабочих станций АРМ ОП должна обеспечиваться возможность:

- оперативного управления КА и РПН трансформаторного оборудования;
- вывода оборудования в ремонт;
- изменения уставок аварийной и предупредительной сигнализации для аналоговых сигналов;
- переключения рабочих групп уставок МП-устройств РЗА;
- доступа к зарегистрированной средствами подсистемы РАС аварийной информации (событиям и осциллограммам) и другой архивной информации и ее анализа;
- установки нормального положения для контролируемых устройств;
- квитирования сигналов АС и ПС;

- установки предупреждающих и запрещающих плакатов, плакатов переносных заземлений.

Для оперативного отображения информации должны использоваться экраны процесса (мнемосхемы, видеокадры), конкретные формы и содержание которых должны определяться на стадии разработки рабочей документации и согласовываться с Заказчиком. Для контроля и управления подстанцией в целом экраны процесса должны отражать:

- текущий режим и состояние главной электрической схемы ПС;
- текущий режим и состояние схем СН 10 и 0,4 кВ, а также схемы ЩПТ;
- данные мониторинга состояния электрооборудования;
- состояние устройств систем РЗ, автоматики (ПА, АРН, АЧР, АВР, АПВ, УРОВ и др.), АИИС КУЭ, средств АСУ ТП и КСТСБ.

Информация должна представляться в виде однолинейных мнемосхем, обеспечивая при этом:

- визуализацию технологических объектов, фактических параметров и сигналов, поступающих в систему контроля и управления;
- навигацию по видеокадрам по принципу «от общего к частному» и наоборот;
- отображение предупредительных и аварийных сигналов, предупреждающих плакатов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов;
- отображение неготовности аппаратуры к управлению и потеря достоверности информации (в том числе – в части положения коммутационной аппаратуры);
- поддержку диалога для выполнения функций управления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта;
- в составе видеокадров на АРМ ОП должны быть мнемосхемы, визуализирующие логику алгоритмов блокировок с отображением состояния КА, сигналов и логических элементов, предназначенных для определения причины запрета управления КА. Помимо текущей оперативной информации должна быть возможность вызова на экран информации из архива АСУ ТП и ее обработки с фильтрацией по заданным признакам.

4.2.14. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К АРМ РЗА (ИНЖЕНЕРА-РЕЛЕЙЩИКА)

В составе АРМ РЗА предусматриваются ПТС для выполнения с помощью соответствующего специального инструментария следующих функций:

- дистанционный просмотр конфигурации, уставок, состояний дискретных входов/выходов, диагностических параметров существующих МП-устройств РЗА;

- дистанционное изменение как отдельных уставок, так и активной группы уставок устройств МП РЗА в диалоговом режиме;

- считывание и визуализацию событий и осциллограмм из существующих МП-устройств РЗА, а также существующих и вновь установленных устройств РАС в ручном и автоматическом режиме;

- считывание EventLog и TripLog из терминалов защит;

- выдачу считанных осциллограмм в формате COMTRADE в целях их дальнейшей обработки;

- доступ к архиву уже считанных осциллограмм и событий для ретроспективного анализа.

Отображаемые на рабочих станциях АРМ СИ экраны процесса должны содержать мнемокадры, обеспечивающие доступ к МП-терминалам РЗА и устройствам РАС. Должна быть предусмотрена возможность вывода на печать результатов анализа (осциллограмм, перечня событий и др.).

При обработке и отображении осциллограмм средствами АРМ инженера-релейщика в составе АРМ СИ должна обеспечиваться возможность:

- совмещения на одной осциллограмме графиков аналоговых и дискретных величин, в том числе аналоговых и дискретных сигналов от разных присоединений (задается при конфигурировании);

- совмещения на одном экране с общей осью времени осциллограмм (относящихся к одному аварийному событию) от разных устройств – с возможностью ручной подстройки времени;

- измерения первичных и вторичных значений (мгновенных и действующих) электрических параметров и режима «прокрутки» осциллограмм;

- изменения масштаба по осям X , Y графиков и возможности изменения цвета кривых и пометка точек маркерами и включения и отключения отдельных сигналов;

- отображения измеренных первичных и вторичных значений электрических параметров и измеренных величин в виде графика изменения мгновенных или действующих значений;

- определения амплитудных и действующих значений токов и напряжений, а также измерения временных интервалов, построения векторных диаграмм и спектрального анализа; фильтрации U , I по первой гармонике и выделения и измерения симметричных составляющих, построения годографа сопротивлений.

4.2.15. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К АРМ ИНЖЕНЕРА АСУ, ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПТК

АРМ инженера АСУ предназначено для выполнения инструментальных, отладочных и диагностических функций по отношению к программно-техническим средствам АСУ ТП. В состав функций, реализуемых посредством АРМ инженера АСУ, входят:

- управление текущей (оперативной) базой данных (структура БД, атрибуты всех аналоговых и дискретных сигналов: идентификаторы, типы, признаки, апертуры, уставки, масштабы, тексты сообщений и т.д.);
- подготовка и корректировка мнемосхем (включая привязку к сигналам, анимацию и т.п.) и технологических программ управления;
- конфигурирование ЛВС (назначение свойств абонентов сети – АРМ/шлюзы/контроллеры; структурирование сетей, определение прав пользователей – пароли/функции);
- разработка форм отчетов и протоколов, а также загрузка, подготовка, отладка и обновление программ (в АРМ, контроллеры, шлюзы и др.).

4.2.16. СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНОГО ВРЕМЕНИ И СИНХРОНИЗАЦИИ

Ниже рассмотрим требования, устанавливаемые к системе обеспечения единого времени (СОЕВ) ЦПС, включая также требования к подсистеме инструментальной синхронизации. Система обеспечения единого времени и синхронизации является неотъемлемым архитектурным компонентом ЦПС (рис. 4.7).

Будучи неразрывно связанной с инфраструктурой передачи информации (ИПИ), СОЕВ обеспечивает единство ведения времени на всех технических средствах ЦПС, в чем и состоит ее целевое назначение. СОЕВ выполняет две неразрывно связанные и дополняющие друг с друга обобщенные функции: календарную и инструментальную синхронизацию, которые реализуются за счет коммутационных и трансляционных механизмов.

4.2.17. ИСТОЧНИКИ ГЛОБАЛЬНОЙ (ВНЕШНЕЙ) СИНХРОНИЗАЦИИ

СОЕВ должна поддерживать следующие источники глобальной (внешней) синхронизации: GPS, ГЛОНАСС, SONET/SDH и SynchronousEthernet. Конкретная реализация СОЕВ должна поддерживать как минимум один указанный источник, самих же источников, в том числе и прочих, не указанных здесь, но доступных на месте эксплуатации, СОЕВ может поддерживать несколько. Для коммуникационных источников, таких как сети SONET/SDH и SynchronousEthernet, в СОЕВ может быть предусмотрено несколько входов, считающихся независимыми. Точность приема (восстановления) синхронизационного сигнала, распространяемого спутниковой системой GPS, должна соответствовать стандартной точности сигнала L1 C/A.

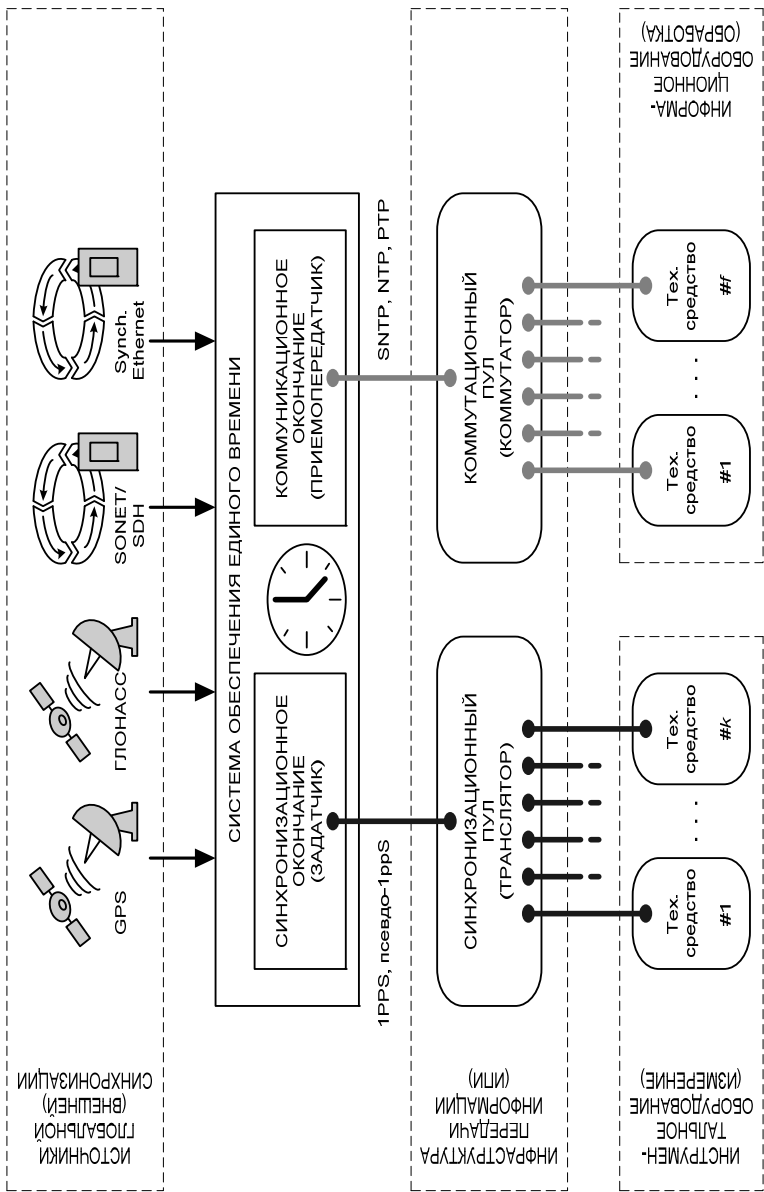


Рис. 4.7. Система обеспечения единого времени ЦПС

Точность приема (восстановления) синхронизационного сигнала, распространяемого спутниковой системой ГЛОНАСС, должна соответствовать стандартной точности любого из доступных (устойчиво принимаемых СОЕВ) сигналов L1, L2 и (или) L3. Точность приема (восстановления) тактового сигнала, переносимого коммуникационной сетью SONET/SDH, должна соответствовать точности восстановления синхронизирующей составляющей сигнала E1, ITU-TG.703. Точность приема (восстановления) тактового сигнала, переносимого коммуникационной сетью Synchronous Ethernet, должна соответствовать требованиям, установленным ITU-T G.8261 и ITU-TG.8262.

Информационная неполнота синхронизационного сигнала, переносимого коммуникационной сетью SONET/SDH, может и должна быть компенсирована коммуникационными протоколами, присутствующими в самой сети, а при их отсутствии специально вводимыми в сеть. Информационная неполнота синхронизационного сигнала, переносимого коммуникационной сетью Synchronous Ethernet, должна быть скомпенсирована коммуникационными протоколами, специально вводимыми в саму сеть (примечание: например, NTP, RFC 1305 или PTP, IEEE 1588). При выборе источников глобальной (внешней) синхронизации и назначении им приоритетов в пределах СОЕВ рекомендуется считать, что:

- а) наиболее доступен и отлажен GPS;
- б) менее доступным и отлаженным, а потому менее предпочтительным по сравнению с GPS является ГЛОНАСС;
- в) сеть SONET/SDH является предпочтительной, если интеграция ЦПС с «внешним миром» организована на базе сети подобного рода;
- г) аналогично, сети Synchronous Ethernet необходимо отдавать предпочтение, когда межподстанционная и (или) целевая интеграционная сеть организуется именно по такой технологии.

4.2.18. ВЕДЕНИЕ ЕДИНОГО ВРЕМЕНИ ТЕХНИЧЕСКИМИ СРЕДСТВАМИ

Технические средства, для корректной работы которых погрешность (точность) ведения времени соответствует классу T1 по IEC 61850-5 или вообще неважна, должны исполнять требования протоколов SNTP, RFC 1361. Технические средства, для корректной работы которых погрешность (точность) ведения времени удовлетворяет классу T2, IEC 61850-5, должны исполнять протокол NTP, RFC 1305. Технические средства, для корректной работы которых погрешность (точность) ведения времени удовлетворяет классу T3, IEC 61850-5, должны исполнять протокол PTP, IEEE 1588. Технические средства, для корректной работы которых погрешность (точность) ведения времени удовлетворяет классу T4 по IEC 61850-5, рекомендуется использовать

сигнал системы инструментальной синхронизации; допускается также использовать протоколы РТР, IEEE 1588. (Примечание: на сегодняшний день поведение протокола РТР и обеспечение им точности указанного класса в сложных, виртуально сегментированных сетях с прочим трафиком реального времени мало изучено) Технические средства, для корректной работы которых погрешность (точность) ведения времени удовлетворяет классу T5, IEC 61850-5, должны использовать сигнал системы инструментальной синхронизации.

4.2.19. ИНСТРУМЕНТАЛЬНАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ

Инструментальная синхронизация обеспечивает в рамках ЦПС ведение техническими средствами времени с погрешностью по классам T4 или T5, IEC 61850-5. Рекомендуется использовать только один класс точности для инструментальной синхронизации в пределах ЦПС. Для инструментальной синхронизации СОЕВ должна воспроизводить, ИПИ транслировать, а технические средства, соответственно, принимать сигнал инструментальной синхронизации, имеющий, что рекомендуется, форму 1PPS или, что допускается как перспектива, форму NMEA. Сигнал, воспроизводимый СОЕВ по форме 1PPS, должен соответствовать форме одноименного сигнала, установленной IEC 60044-8. При этом не обеспечивается календарная синхронизация. Сигнал, воспроизводимый СОЕВ по форме NMEA, должен соответствовать форме информационной посылки, установленной NMEA0183, выполняемой с битовой скоростью 9600 бод и частотой повторения 1 посылка/с (календарное время соответствует секунде, в которую производится посылка). При этом обеспечивается календарная синхронизация.

4.2.20. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ КАНАЛЫ СИНХРОНИЗАЦИИ

Для особо ответственных контуров защиты и (или) управления, в том числе межподстанционных, допускается организовывать дополнительные, индивидуальные каналы синхронизации (ИКС) между выполняющими эти функции техническими средствами. Допускается организовывать ИКС между:

- техническими средствами, находящимися на одной подстанции;
- техническими средствами, находящимися на различных подстанциях.

ИКС, организуемый между, как правило, двумя техническими средствами, находящимися на одной подстанции, должен напрямую соединять такие технические средства и переносить в одну, а при наличии технической необходимости в обе стороны сигнал, аналогичный по информационному содержанию сигналу, воспроизводимому на синхронизационном окончании СОЕВ. ИКС, организуемый между, как

правило, двумя техническими средствами, находящимися на различных подстанциях, должен либо напрямую, либо опосредованно соединять такие технические средства. Прямой ИКС должен соединять такие технические средства аналогично «внутриподстанционному» ИКС. Опосредованный ИКС должен соединять СОЕВ (а уже через них сами технические средства) подстанций и рассматриваться ими (СОЕВ) как один из глобальных (внешних) источников синхронизации. Рекомендуется «межподстанционный» ИКС организовывать на основе выделенного соединения между подстанциями, а также на основе общего для таких подстанций сегмента электрической сети, в том числе используя колебания основной частоты (50 Гц) электрического сигнала в качестве сигнала синхронизации (псевдо-50ppS).

4.2.21. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ

Рекомендуется резервировать СОЕВ на уровне комплектов. Кратность резервирования определяется уровнем ответственности функций синхронизируемых устройств. В частности, для цифровых ТТ и ТН с протоколом IEC 61850-9.2 отсутствие синхронизации даже в течение 1 мин приведет к потере основных функций всех подключенных с сети устройств. Допускается оставлять общими приемники глобальной (внешней) синхронизации, особенно внешние антенно-фидерные устройства. Резервирование СОЕВ должно быть организовано по принципу подчиненности и принципу самостоятельности (автономности) резервируемых комплектов и (или) компонентов СОЕВ. Связи между резервируемыми комплектами СОЕВ, предназначенные для отслеживания комплектом состояния других комплектов, должны быть организованы за счет «обратных связей», т.е. соединений с синхронизационным пулом, по которым последний возвращает задаваемое на него активным комплектом синхронизационное воздействие. Допускается организовывать дополнительные связи, предназначенные для отслеживания комплектом состояния своих оппонентов, за счет каких-либо прямых соединений между ними.

Таким образом:

1. Программно-технический комплекс АСУ ТП представляет собой иерархическую, рассредоточенную и распределенную открытую архитектуру, соответствующую отечественным и международным стандартам, состоящую из аппаратно и программно совместимых технических средств, объединенных локальными вычислительными сетями с обеспечением высокой живучести и надежного функционирования системы при возможных отказах оборудования, ошибках персонала и возникновении непредвиденных ситуаций.

2. Микропроцессорные устройства контроля, управления и измерения нижнего уровня: РЗА и ПА, связи с объектом, регистрации ава-

рийных событий и процессов, определения места повреждения на ЛЭП, контроля показателей качества электроэнергии, – обеспечивают решение быстродействующих задач сбора и обработки информации, контроля, учета и управления для оборудования переменного тока ЦПС.

3. Устройства верхнего уровня в виде средств: организации АРМ персонала подстанции, хранения и представления информации (серверы SCADA-системы, информационное хранилище подсистемы ССПТИ), а также локальной вычислительной сети, объединяющей серверы и рабочие станции АРМ персонала, – обеспечивают решение функциональных задач инженеров РЗА, АСУ и оперативного персонала ЦПС.

4. Система обеспечения единого времени ЦПС с календарной и инструментальной синхронизацией поддерживает источники глобальной (внешней) синхронизации: GPS, ГЛОНАСС, SONET/SDH и Synchronous Ethernet и обеспечивает единство ведения времени во всех информационных и управляющих системах ЦПС.

4.3. ИНФОРМАЦИОННЫЕ И УПРАВЛЯЮЩИЕ СИСТЕМЫ

4.3.1. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Рассмотрим основные факторы и направления, характеризующие отличия и перспективы развития технологических подсистем современных АСУ ТП подстанций при переходе к ЦПС согласно работе [2].

1. АСУ ТП – или подстанционные системы сбора и передачи информации (ССПИ или системы телемеханики – ТМ), создаваемые в будущем на подстанциях МОЭСК, по своему функционально-технологическому наполнению будут ориентированы в первую очередь на обеспечение оперативно-технологического управления оборудованием ПС и прилегающих электрических сетей, осуществляемого дежурным оперативным персоналом ПС, выполняющим команды и распоряжения диспетчерского персонала соответствующего ДЦ МОЭСК и Системного оператора. С этой целью одной из обязательных функций АСУ ТП является сбор и передача в ДЦ СО достижимого объема оперативной информации о режиме и состоянии сети – телеинформации с точки зрения задач диспетчерского персонала СО. Поэтому усилия разработчиков АСУ ТП (или объектных ССПИ) направлены, прежде всего, на обеспечение требуемой наблюдаемости электрической сети в нормальных и аварийных режимах.

2. Кроме того, в настоящее время создаются центры управления сетями – ЦУС, являющиеся структурными подразделениями сетевой компании и осуществляющие функции технологического управления и

ведения в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в их эксплуатационную зону.

Поэтому обязательными и важнейшими задачами АСУ ТП становятся задачи сбора, обработки и передачи в ЦУС значительного объема оперативной информации (телеинформации), используемой для целей оперативно-технологического управления оборудованием подстанций из ЦУС, а также неоперативной технологической информации – НТИ, необходимой для эффективного управления процессами эксплуатации электросетевого оборудования.

3. Таким образом, АСУ ТП подстанции ЕНЭС становится системой (подсистемой) нижнего уровня в рамках иерархической системы диспетчерского управления ЭС, снабжая высшие уровни иерархии полной и достоверной информацией о функционировании ПС, т.е. системой (подсистемой) нижнего уровня в создаваемой многоуровневой иерархической системе технологического управления (АСТУ) МОЭСК и его филиалов (ЭС), обеспечивающей рациональную автоматизацию основных видов деятельности МОЭСК на основе активного использования значительного объема технологической информации о состоянии и режимах функционирования контролируемого и управляемого оборудования ПС и прилегающих участков электрических сетей.

4. Характерной особенностью современных АСУ ТП, создаваемых на новых и комплексно реконструируемых подстанциях МОЭСК, становится выполнение ими функций интеграции с автономными смежными системами подстанции. Такими системами являются основные информационно-технологические и управляющие системы, включая:

- релейную защиту и автоматику (РЗА);
- противоаварийную автоматику (ПА);
- систему коммерческого (и технического) учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- системы контроля (мониторинга) состояния электротехнического оборудования ПС (трансформаторного оборудования, щитов постоянного тока – ЩПТ, щитов собственных нужд – ЩСН и др.);
- автономно функционирующие устройства регистрации аварийных событий и процессов (РАС), определения места повреждения на ВЛ (ОМП), контроля качества электроэнергии (ККЭЭ), организации векторных измерений тока и напряжения для целей системы мониторинга переходных процессов (СМПР);
- комплексы средств связи (передачи оперативной и неоперативной информации в центры управления).

Указанные системы – помимо выполнения своего основного назначения – используются как интегрируемые функциональные подсистемы АСУ ТП.

В состав интегрируемых систем (подсистем) подстанции в последнее время все более полно включаются также инженерные и вспомогательные системы, в том числе:

- комплекс систем технических средств безопасности – КСТСБ (охранное и технологическое видеонаблюдение, пожарная и охранная сигнализация зданий, охранная сигнализация периметра ПС, контроль и управление доступом, оповещение и управление эвакуацией, охранное освещение);

- пожаротушение и система вентиляции помещений и т.п.

Под интеграцией понимается объединение технических и/или программных ресурсов отдельных систем и/или подсистем, заключающееся в обеспечении строго регламентированных информационных взаимосвязей между ними, основанных на использовании стандартных протоколов обмена данными. Степень интеграции может быть различной: в полностью интегрированных системах для объединяемых устройств существует единая среда настройки, поддерживаемая соответствующими инструментальными программными средствами, используемыми при разработке, внедрении и эксплуатации системы; при минимальной степени интеграции могут использоваться разные среды настройки.

4.3.2. ОСНОВНЫЕ ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИНТЕГРАЦИИ

Интегрируемые подсистемы (устройства) должны выполнять свои основные функции практически независимо от состояния других средств автоматизации на ПС – это обеспечивает требуемый уровень надежности функционирования и живучести как отдельных узлов, так и всего комплекса управления в целом.

В общем случае информационный обмен между интегрируемыми подсистемами (устройствами) и АСУ ТП должен включать передачу следующих данных:

- измеряемые и вычисляемые параметры, характеризующие текущий режим и состояние контролируемого и управляемого оборудования;

- статусные сигналы (недоверенность выдаваемой информации, неисправности, потеря сигнала единого времени и т.д.);

- специальная информация (осциллограммы, информация об уставках и внутренней логике, временные срезы и т.п.);

- команды к исполнительным органам, органам настройки, квитирования местной сигнализации.

Информационный обмен между МП-устройствами смежных систем и АСУ ТП должен осуществляться в цифровом виде с использованием международных стандартных протоколов МЭК с помощью внутрисистемных средств коммуникации.

Перечисленные особенности, характерные уже для создаваемых в настоящее время АСУ ТП подстанций 220 кВ, естественно сохраняются и углубляются при переходе к построению «цифровых» подстанций.

Подводя итог рассмотрению основных особенностей и тенденций создания систем управления подстанциями 220 кВ, сформулируем основные общие факторы и направления, характеризующие перспективы развития современных АСУ ТП, прежде всего их технологических функциональных подсистем, при переходе к ЦПС.

1. Оснащение современных подстанций 220 кВ основным электротехническим оборудованием, сочетающим высокую надежность функционирования и управляемость с цифровизацией информационного обмена с подстанционной системой контроля и управления, позволит в рамках ЦПС практически реализовать планируемый переход на «необслуживаемые» подстанции 220 кВ, т.е. на управление подстанцией без постоянного дежурства на ней оперативного персонала – с использованием прямого телеуправления оборудованием ПС из центров управления сетями – ЦУС МОЭСК (с возможностью телеуправления объектами диспетчеризации, находящимися в диспетчерском управлении, из ДЦ). Это станет возможным, прежде всего, благодаря передаче в ЦУС и в диспетчерские центры Системного оператора значительных объемов оперативной технологической информации (телеинформации), достаточных для достижения практически полной наблюдаемости электрической сети и с точки зрения задач оперативно-диспетчерского управления под эгидой ДЦ Системного оператора, и с точки зрения задач оперативно-технологического управления, осуществляемого ЦУС.

2. Другим направлением функционального развития современных интегрированных АСУ ТП подстанций ЕНЭС является рациональная автоматизация процессов обработки (в том числе «интеллектуальной») текущей информации, принятия и выполнения решений по управлению оборудованием подстанции и координации основных информационно-технологических и управляющих систем ЦПС на основе использования актуализируемых математических моделей технологических процессов ПС, реализуемых средствами функциональной координирующей подсистемы (ФКП) в составе АСУ ТП. Внедрение подсистем ФКП существенно повысит эффективность управления подстанциями 220 кВ, особенно телеуправления «необслуживаемыми» подстанциями из удаленных центров управления, облегчит реализа-

цию задач централизованного противоаварийного управления и т.п. Вопросы организации и функционирования указанной подсистемы рассмотрены в разделе 3 настоящей концепции.

Таким образом, если современная АСУ ТП является, прежде всего, системой реального времени, ориентированной на поддержку оперативного персонала по непосредственному мониторингу и управлению подстанцией и осуществляющей сбор, первичную обработку, сохранение, представление и передачу максимально доступного объема технологической информации (и оперативной, и неоперативной), то построение в составе АСУ ТП ПС функциональной координирующей подсистемы позволит перейти к существенно более высокому уровню автоматизации обработки собранной информации (не первичной, а по алгоритмам, нацеленным на обеспечение максимальной эффективности решения задач центров управления).

Существенное увеличение объемов технологической информации (прежде всего, неоперативной, включающей данные регистрации аварийных событий и процессов – РАС, мониторинга состояния оборудования ПС, контроля качества электроэнергии и т.п.) сделает реальным быстрое дальнейшее развитие АСТУ МОЭСК, делающей в настоящее время первые шаги.

АСТУ представляет собой систему, обеспечивающую всестороннюю поддержку процессов управления различными видами деятельности (прежде всего, оперативно-технологической и производственно-технической деятельности) филиалов электрических сетей МОЭСК с Московским ПМЭС, центрами управления сетями – ЦУС и подстанциями, эффективность которой невозможна без рационального использования значительных объемов технологической информации в основных бизнес-процессах МОЭСК.

АСТУ создается как единая распределенная иерархическая система, обеспечивающая поддержку обеих иерархических вертикалей технологического управления: управления процессами функционирования (режимами) и управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонта и развития электрических сетей.

Как система управления функционированием сетей АСТУ интегрирует средства самостоятельно развивающихся автоматических и автоматизированных систем (АСДУ, ПА, РЗА, АИИС КУЭ, АРЧМ, АРН; АСУ ТП энергообъектов, систем связи), обеспечивая необходимый интерфейс с системами управления СО, АТС, генерирующих и сетевых компаний.

Как система управления эксплуатацией электрической сети 220 кВ АСТУ объединит средства и системы автоматизации оперативно-технологической и производственно-технической деятельности служб

МОЭСК и ее филиалов предприятий электрических сетей по организации процессов эксплуатации, ремонта и развития электросетевого комплекса.

Следует отметить, что в процессе развития (или создания) на подстанциях 220 кВ АСУ ТП (прежде всего, программно-технических средств и подсистем сбора, обработки, хранения и передачи неоперативной технологической информации) необходимо, чтобы виды, номенклатура и объемы собираемых, вычисляемых и передаваемых данных определялись на основе анализа реальных потребностей конечных пользователей – персонала служб филиалов электрических сетей и Исполнительного аппарата МОЭСК, а также подсистем АСТУ, обеспечивающих их поддержку – при этом целесообразно обеспечить опережающую разработку и внедрение соответствующих вертикально интегрированных иерархических подсистем АСТУ в целом, включая соответствующие компоненты и уровни подстанций, и уровней служб МОЭСК.

4.3.3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ МП-УСТРОЙСТВ РЗА И ПА

Для обеспечения устойчивости работы ЕНЭС, в том числе устойчивости нагрузки, минимальных объемов разрушения первичного оборудования (снижение ущербов), отключение любого поврежденного элемента электрических сетей (линий, подстанционного оборудования – шин, автотрансформаторов, реакторов, трансформаторов и другого первичного оборудования) с требуемым быстродействием должно осуществляться действием релейной защиты. Восстановление элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты должно выполняться, как правило, автоматически, за исключением случаев отключения оборудования, не допускающего автоматического повторного включения.

Состав и построение устройств РЗА транзитных присоединений 220 – 750 кВ должны обеспечивать сохранение функций защиты и автоматики элемента сети при выводе из работы любого терминала. Устройства РЗА и подсистема в целом должны обеспечивать функциональность и характеристики работы в соответствии с требованиями действующих нормативных документов (см. «ПУЭ, Глава 3.2 Релейная защита»; «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», РАО «ЕЭС России» 2008 г.; «Основные принципы выполнения релейной защиты и АПВ системообразующей сети ЕЭС России» и др.).

Релейная защита линии электропередачи должна содержать:

- основную быстродействующую защиту;
- ступенчатые резервные защиты;

- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- автоматическое повторное включение (АПВ), в том числе однофазное (ОАПВ).

Релейная защита автотрансформаторов 220 – 0 кВ должна содержать:

- два комплекта дифференциальной токовой защиты АТ;
- газовую защиту;
- защиту РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах высшего, среднего и низшего напряжений;
- защиты от перегрузки всех обмоток, в том числе общей обмотки.

На шунтирующем реакторе (ШР) 500 – 750 кВ должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

- два комплекта продольной дифференциальной токовой защиты;
- два комплекта поперечной дифференциальной токовой защиты – при наличии расщепленной обмотки реактора;
- газовая защита;
- токовая защита от КЗ на землю с использованием утроенного тока нулевой последовательности;
- технологическая защита.

Дифференциальная защита шин (ошиновок) должна иметь:

- измерительные органы, выполненные, как правило, на принципе торможения для отстройки от токов небаланса установившегося и переходного режимов при внешнем КЗ;
- автоматическое изменение начального тока срабатывания и действия защиты на отключение выключателей при изменении фиксации присоединений;
- устройство контроля исправности цепей переменного тока с действием на вывод ДЗШ (ДЗО) из работы и на сигнал с выдержкой времени;
- пуск УРОВ присоединений при срабатывании;
- возможность выполнения запрета ТАПВ присоединений при срабатывании ДЗШ, при фиксации недоотключения фаз одного из выключателей какого-либо присоединения, в том числе оперативный ввод/вывод запрета АПВ шин;
- цепи запрета ТАПВ присоединений при неуспешном АПВ шин (при наличии АПВ шин);
- автоматическое повышение чувствительности измерительных органов при автоматическом или оперативном опробовании шин.

На трансформаторе должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН;
- резервные защиты на сторонах высшего, среднего (для трехобмоточного трансформатора) и низшего напряжения;
- защиты от перегрузки обмоток трансформаторов.

Кроме того, должна быть обеспечена релейная защита и автоматика обходного выключателя, шиносоединительного (ШСВ) и секционного (СВ) выключателей, защита и автоматика КРУ.

Поскольку на устройства РЗА возложена весьма ответственная роль – защита от повреждения силового оборудования энергосистемы, а в энергосистемах накоплен большой опыт по методам и средствам обеспечения надежной работы РЗА, то вполне понятна и закономерна определенная консервативность в отношении нововведений в этой области.

В настоящее время осуществляется переход на микропроцессорные устройства РЗА, в том числе совместимые по своим характеристикам с требованиями к системе обмена информацией и выполнения команд от ПАК ЦПС, в частности, происходит унификация интерфейсов по протоколу IEC 61850-8.1, появляются первые устройства РЗА, поддерживающие информационный обмен по протоколу IEC 61850-9.2.

При создании ЦПС наиболее целесообразно использовать лучшие из имеющихся на сегодня образцов промышленной микропроцессорной аппаратуры РЗА, уже сейчас совместимые по интерфейсу с требованиями системы обмена информацией в ПАК ЦПС, т.е. поддерживающие протоколы и IEC 61850-8.1, и IEC 61850-9.2. Необходима интенсификация процессов разработки и внедрения полной «линейки» таких устройств РЗА, охватывающих все элементы электросетевого оборудования, особенно терминалов РЗА, производимых отечественными фирмами.

Важной проблемой при разработке системы обмена информацией и команд РЗА является обеспечение требуемого гарантированного времени срабатывания защит. Эта задача требует проработки на этапе формирования технических решений.

Наряду с этим, системный подход к формированию РЗА на цифровой подстанции предполагает следующие основные направления модернизации:

- уменьшение энергопотребления терминалов РЗА в связи с отказом от интерфейсной части делает целесообразным использование встроенных источников электропитания, позволяющих обеспечить нечувствительность к кратковременным перерывам питания терминала;

– отсутствие традиционной интерфейсной части у терминалов позволяет также унифицировать конструктивно-компоновочные решения и свести всю номенклатуру терминалов к 2–3 модификациям, различающимся практически только набором цифровых интерфейсов ввода/вывода данных, соответствующим программным обеспечением и человеко-машинным интерфейсом;

– унификация конструктивов терминалов РЗА и сетевых цифровых коммуникаций позволит упростить и сократить сроки проектирования шкафов и кабельных связей ЦПС, – основные затраты времени переносятся на формирование задания на параметрирование терминалов; становится возможным и целесообразным расширение использования САПР для этой цели;

– реализация в терминалах РЗА функций инженерного управления параметрами настройки интерфейса по протоколу IEC 61850-9.2 (ввод/вывод ускорения и ступеней защит – аналог накладок и режимных ключей, блокирование ввода/вывода при внешнем тестировании терминала – аналог тест-блоков и др.);

– реализация в терминалах возможности резервирования источника сигнала (получение информации от эквивалентного резервного ТТ или ТН при неисправности «своего»);

– расширение возможностей по внешнему тестированию терминалов РЗА (кратковременный вывод терминала из работы, формирование в автоматическом режиме типовых воздействий и сравнение фактической реакции терминала с заданной по условиям успешного тестирования);

– расширение информационного обмена с полуккомплектами РЗА на другом конце ВЛ (включая двухстороннее ОМП), в том числе с использованием современных протоколов точной синхронизации;

– реализация в терминалах расширенной диагностики (самодиагностика, контроль состояния источников и приемников информации, а также каналов передачи информации, средств обеспечения единого времени, цифровых сетей).

Реализация вышеперечисленных качеств совместно с особенностями цифровых ТТ и ТН позволяет ожидать следующие функциональные преимущества:

– повышение надежности работы терминалов РЗА;

– повышение точности (обоснованности) работы РЗА в области малых токов и при переходных процессах с большой апериодической составляющей;

– повышение точности определения места повреждения на ВЛ;

– дополнительные возможности по реализации АПВ на воздушных участках кабельно-воздушных линий электропередачи;

– перспектива внедрения новых эффективных алгоритмов функционирования РЗА.

4.3.4. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ (ПА)

Основной задачей системы противоаварийной автоматики (ПА) является локализация и предотвращение развития системных аварий, обеспечение синхронной работы отдельных частей Единой энергосистемы России (ЕНЭС) в послеаварийных режимах. Современные устройства и комплексы ИУ должны выполняться с использованием микропроцессорной техники. Система ПА может быть централизованной (с центральным устройством, связанным каналами передачи информации с остальными устройствами) и локальной (децентрализованной).

В табл. 4.1 согласно работе [2] указаны основные термины и обозначения применительно к системам ПА, рассматриваемых далее.

4.1. Термины и обозначения

Обозначение	Назначение
АДВ	Автоматическая дозировка воздействий
АЗД	Автоматическое запоминание дозировки управляющих воздействий
АПНУ	Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости
ИУ	Исполнительные устройства
ОДУ	Объединенное диспетчерское управление
ПА	Противоаварийная автоматика
ПА ПС (локальная ПА)	Станционный уровень ПА и отдельные локальные устройства или комплексы ПА
ПС	Подстанция
УВ	Управляющее воздействия
УОН	Устройство отключения нагрузки
УПАСК	Устройства передачи аварийных сигналов и команд
УТ	Устройства телемеханики – устройства сбора (датчики мощности, тока и напряжения) и передачи доаварийной информации
ЦВУ ЦПА	Центральное вычислительное устройство централизованной ПА
ЦПА	Централизованная ПА
ЦПА ОДУ	Верхний уровень ЦПА – уровень ОДУ
ЦПА РДУ (ЦПА энергоузла, энергорайона)	Нижний уровень ЦПА – уровень РДУ, энергоузла или энергорайона

4.3.5. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ ПА

Система ПА должна иметь следующую иерархическую структуру:

- верхний уровень централизованной ПА (ЦПА) для объединенного диспетчерского управления (ОДУ);
- нижний уровень ЦПА для энергоузлов или энергорайонов;
- станционный уровень ПА и отдельные локальные устройства или комплексы ПА.

Совокупность всех устройств ПА совместно с устройствами передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК), устройствами сбора (датчиков мощности, тока и напряжения) и передачи доаварийной информации (устройствами телемеханики – УТ), исполнительными устройствами (ИУ) образуют систему противоаварийного управления соответствующего уровня.

В состав верхнего уровня ЦПА входят:

- центральное вычислительное устройство (ЦВУ) с программным обеспечением;
- оконечные устройства системы сбора доаварийной информации;
- каналы связи межмашинного обмена между ЦВУ и устройствами ПА нижнего уровня.

Основной функцией ЦВУ является выполнение расчетов управляющих воздействий (УВ) в реальном времени для заданных пусковых органов с учетом заданного допустимого небаланса мощности. Расчеты УВ периодически повторяются для учета текущих изменений режима объекта управления. Результаты расчетов в форме таблицы УВ передаются по каналам связи межмашинного обмена в устройства ПА нижнего уровня, где автоматически запоминаются. Устройства ЦПА нижнего уровня осуществляют непосредственное противоаварийное управление при возникновении объективных требований на срабатывание. Каждый из комплексов ПА нижнего уровня может работать как совместно с ЦВУ ЦПА, так и в автономном режиме.

Функции расчета управляющих воздействий в реальном времени могут выполнять ЦПА нижнего уровня, при этом ЦПА верхнего уровня может выполнять функции координации ЦПА энергоузлов и энергорайонов. Технические требования на координирующие центральные устройства ПА определяются и уточняются при разработке проектов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС России» по согласованию с ОАО «ФСК ЕЭС».

На ПС ОАО «ФСК ЕЭС» могут устанавливаться:

- локальные устройства или комплексы ПА;
- ЦПА энергоузлов или энергорайонов;
- устройства сбора информации, УПАСК и УТ;
- устройства отключения нагрузки (УОН).

Система противоаварийного управления должна осуществлять:

- сбор, передачу и обработку доаварийной информации;
- расчет управляющих воздействий;
- автоматическое запоминание дозирования управляющих воздействий (АЗД);
- цикл аварийного управления – вывод и передачу управляющих воздействий при поступлении пусковых сигналов;
- связь с верхним уровнем управления;
- связь с нижним уровнем;
- автоматическое и ручное управление режимами работы, реализация команд управления от устройств верхнего уровня;
- реализацию управляющих воздействий;
- автоматический контроль и тестирование аппаратной части;
- ведение протокола и архивирование данных о работе устройства;
- интеграцию в АСУ ТП;
- сервис (оперативное, техобслуживание, сигнализация).

ЦПА энергоузлов или энергорайонов должны сочетать в себе две функции:

- автоматического предотвращения нарушения устойчивости локального энергоузла или энергорайона (АПНУ);
- удаленного контроллера (УК) ЦПА верхнего уровня (локального АДВ).

4.3.6. ВЗАИМОСВЯЗИ (ИНТЕГРАЦИЯ) С УСТРОЙСТВАМИ РЗА И ПА

В настоящее время от микропроцессорных устройств РЗА (газовые защиты и технологическая автоматика АТ и Т) дискретная информация о срабатывании «сухим контактом» поступает в МП-терминалы РЗА, от которых в цифровом коде передается в АСУ ТП. От микропроцессорных (микроэлектронных и электромеханических) устройств ПА – в случае их использования – также передается в АСУ ТП дискретная информация о срабатывании «сухим контактом».

От МП-устройств РЗА и ПА в АСУ ТП передается цифровая информация, включающая данные о срабатывании, самодиагностике, пуске регистратора (от каждого устройства, выполняющего функцию РАС), с помощью которых обеспечивается возможность проведения анализа аварийных событий и процессов на автоматизированном рабочем месте (АРМ) инженера-релейщика. С указанного АРМ обеспечивается также доступ к МП-устройствам РЗА и ПА для их обслуживания в процессе эксплуатации (в том числе для подачи тестовых воздействий для проверки устройств РЗА и ПА).

Средствами АСУ ТП обеспечивается передача полученных от МП-устройств РЗА и ПА данных регистрации аварийных событий и

процессов и определения места повреждения на ВЛ – ОМП (в виде компонентов оперативной и неоперативной технологической информации) в центры управления (ЦУС, ДЦ СО).

4.3.7. ПРИМЕНЕНИЕ ВЕКТОРНОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ЦПС

Реализация ЦПС предоставляет исключительно благоприятные возможности для организации векторной регистрации параметров режима и их анализа. При этом можно использовать как уже имеющиеся устройства РМУ, так и реализовать их программным образом на технологических серверах ЦПС.

Фактически устройство РМУ представляет собой сочетание нескольких программно-аппаратных блоков: блоков измерения мгновенных значений напряжения и тока, блока получения меток времени GPS/ГЛОНАСС, программных модулей векторизации напряжения и тока и программного модуля расчета мощности и частоты. Результаты выдаются во внешнюю систему СМПП посредством протокола IEEE С37.118.

4.3.8. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.3.8.1. Общие положения

В рамках ЦПС построение системы учета электроэнергии и контроля показателей качества электроэнергии должно производиться по двухуровневой системе (рис. 4.8):

- информационно-измерительные комплексы (ИИК);
- информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

Использование устройств сбора и передачи данных (УСПД) либо иных устройств промежуточной обработки данных не допускается.

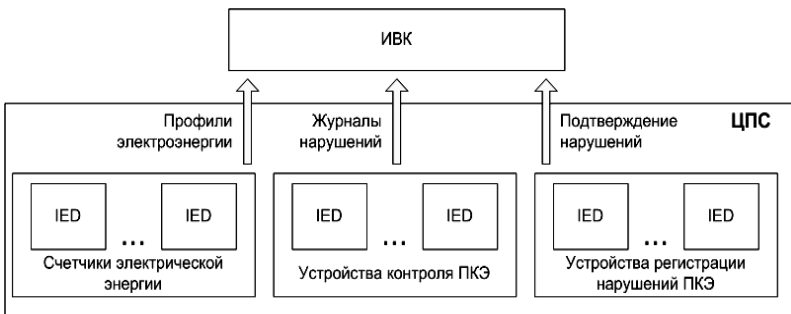


Рис. 4.8. Структура комплексной системы учета электроэнергии и контроля ПКЭ в АИИС КУЭ

4.3.9. СИСТЕМЫ АНАЛИЗА НАРУШЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Под анализом нарушений качества электроэнергии понимается система, обеспечивающая определение виновников и причин нарушений качества электроэнергии (рис. 4.9). Дополнительной функцией системы может являться прогнозирование нарушений качества электроэнергии на основании текущих телеизмерений показателей качества электроэнергии.

Результатом работы системы анализа качества электроэнергии должно являться указание наиболее вероятного виновника нарушения (фидера или части ЦПС) и вероятных причин нарушений.

В рамках системы анализа нарушений ПКЭ рекомендуется вести профилирование фактических вкладов по каждой точке контроля ПКЭ. Принятие конечного решения по результатам анализа выполняется оператором АРМа анализа качества электроэнергии. В функции системы анализа качества электроэнергии входит:

- визуализация результатов измерений;
- автоматическое выполнение алгоритмов анализа качества с демонстрацией результатов работы данных алгоритмов;

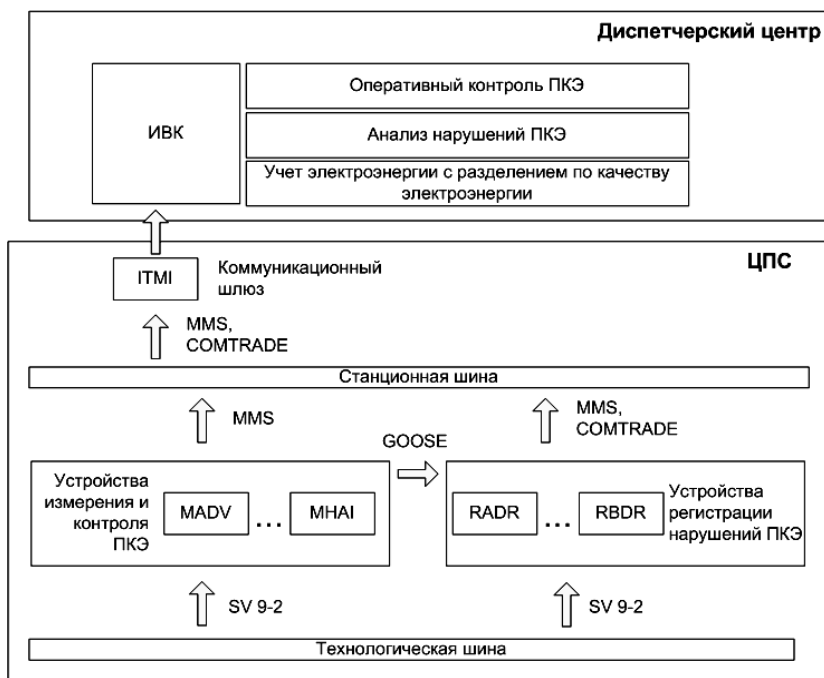


Рис. 4.9. Система контроля МКЭ

- представление доступа к экспертной системе, включающей содержание нормативных документов, международной практики;
- представление доступа к накопленной статистике нарушений и результатов предыдущих анализов качества электроэнергии;
- доступ и просмотр записанных осциллограмм нарушений.

В части визуализации результатов измерений рекомендуется использовать следующие графические формы:

- для провалов и перенапряжений – диаграммы на базе представления ИТЭС (SVEMA) в редакции 2000 г. На диаграммах должны быть отражены нормы (договорные, технологические) и факты провалов и перенапряжений. К диаграмме должна приводиться числовая статистика провалов и перенапряжений;
- для гармонических составляющих тока, напряжения, мощности – рекомендуется использовать гистограммы.

4.3.10. ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ПОДСИСТЕМЫ ССПТИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ К ЦПС

Основные свойства функциональной подсистемы ССПТИ в значительной мере характерны уже для современных интегрированных АСУ ТП, создаваемых на новых или комплексно реконструируемых подстанциях 220 кВ.

При переходе к созданию «цифровых» подстанций, а также при создании и развитии технологических подсистем АСТУ МОЭСК, разворачиваемых в службах и департаментах компании и ее филиалов, существенно повышается роль НТИ, передаваемой в центры управления от подстанций, расширяются ее виды и номенклатура, возникают новые методы доступа конечных потребителей (персонала центров управления и подсистем АСТУ, использующих НТИ) к данным.

Так, при создании в рамках АСУ ТП ЦПС функциональной координирующей подсистемы (рассмотренной выше), выполняющей функции «посредника» в общении ЦПС с центрами управления, механизмы организации передачи или доступа к НТИ становятся более разнообразными. С этой точки зрения целесообразно различать три вида НТИ по уровням обработки данных.

К 1-му уровню можно отнести результаты обработки исходной измерительной информации, осуществляемой технологическим программным обеспечением устройств нижнего уровня по известным алгоритмам; примерами таких данных являются осциллограммы аварийных процессов, записи переходных процессов от устройств СМНР,

усредненные на заданных интервалах времени значения режимных параметров, вычисленные значения показателей качества электроэнергии – ПКЭ, остаточного ресурса оборудования и т.п.

Второй уровень образуют результаты такой обработки данных, при которой осуществляются контроль выполнения определенных требований к данным 1-го уровня и фиксация событий, связанных с нарушением таких требований, с помощью технологических алгоритмов, реализуемых, как правило, также непосредственно в соответствующих устройствах нижнего уровня. В качестве примеров можно привести решение задач контроля качества электроэнергии (с фиксацией событий, связанных с нарушением требований ГОСТ 13109), мониторинга временных повышений напряжений на электрооборудовании и т.п. В некоторых случаях алгоритмы такого рода могут реализовываться на уровне серверов, если для решения задачи необходимы данные от разных устройств нижнего уровня (например, для мониторинга состояния трансформаторного оборудования).

Для всех указанных задач характерно, что должна обеспечиваться передача в ЦУС сигналов выявленных событий, сопровождающаяся передачей – регламентированной автоматической передачей в ЦУС или доступом по запросу – соответствующих данных 1-го уровня. (Следует отметить, что в настоящее время лишь в отдельных случаях, например, в задачах типа определения остаточного ресурса выключателя, можно ограничиться передачей только конечного результата обработки; для большинства же задач в целях более углубленного анализа с применением неформализованных алгоритмов необходимы и исходные данные – данные 1-го уровня). В перспективе по мере разработки или уточнения методик такого анализа и формализации соответствующих алгоритмов все большее число задач можно будет делегировать с уровнем ЦУС МОЭС на филиалы ЭС подстанции. Во всех рассмотренных случаях доступ к данным или их передача могут осуществляться через сервер подсистемы ССПТИ ПС.

В составе ЦПС при создании подсистемы ФКП появляется и 3-й уровень обработки и передачи НТИ, осуществляемый по запросам внешних пользователей к указанной подсистеме, для выполнения которых необходима интеллектуальная обработка данных 1-го и 2-го уровней по модели технологического процесса или с использованием алгоритмов анализа (например, в экспертной информационно-аналитической системе поддержки персонала в сложных ситуациях). В этом случае и запрос, и его выполнение – передача результатов анализа и соответствующих исходных данных 1-го и 2-го уровней – осуществляются через указанную подсистему ФКП.

Таким образом:

1. АСУ ТП подстанций ЕНЭС, являясь подстанционными системами сбора и передачи информации нижнего уровня ПС с внедрением функциональной координирующей подсистемой ФКП и функцией интеграции смежных подсистем, способствуют дальнейшему развитию АСТУ и обеспечивают требуемую наблюдаемость электрической сети ФСК в нормальных и аварийных режимах.

2. АИИС КУЭ в рамках цифровой подстанции создается по двухуровневой системе на основе комплексов нижнего и верхнего уровней, соответственно: информационно-измерительного ИИК; информационно-вычислительного ИВК, в состав которого входит система анализа нарушений параметров качества электроэнергии ПКЭ.

3. Основой системы автоматического регулирования напряжения АРН энергосистемы являются общестанционные средства регулирования напряжения ОСРН, устанавливаемые на электростанциях, а также подстанционные системы автоматизированного управления напряжением в сети ПСАУН.

4. В системе сбора и передачи технологической информации ССПТИ неоперативная технологическая информация НТИ имеет три уровня обработки. Первый – исходной информации; второй – фиксации событий, связанных с нарушением различных требований к данным 1-го уровня; третий – осуществляемый по запросам внешних пользователей по модели технологического процесса или с использованием алгоритмов анализа.

4.4. ИНФРАСТРУКТУРА ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ, ПРОГРАММНОЕ И ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ И КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Рассмотрим требования к средствам коммуникации – инфраструктуре передачи информации (ИПИ) как неотъемлемому архитектурному элементу ЦПС. ИПИ является кибернетическим архитектурным элементом ЦСП (рис. 4.10) [2]. В отличие от инфраструктуры передачи мощности (ИПМ), представляющей собой исполнительный архитектурный элемент ЦПС, основное назначение ИПИ заключено в том, чтобы создать условия для эффективного управления ИПМ, в рамках чего, в том числе обеспечить информационный обмен между техническими средствами в пределах и за пределами ЦПС. Необходимо также специально отметить, что непосредственно само управление ИПМ не является функцией ИПИ.

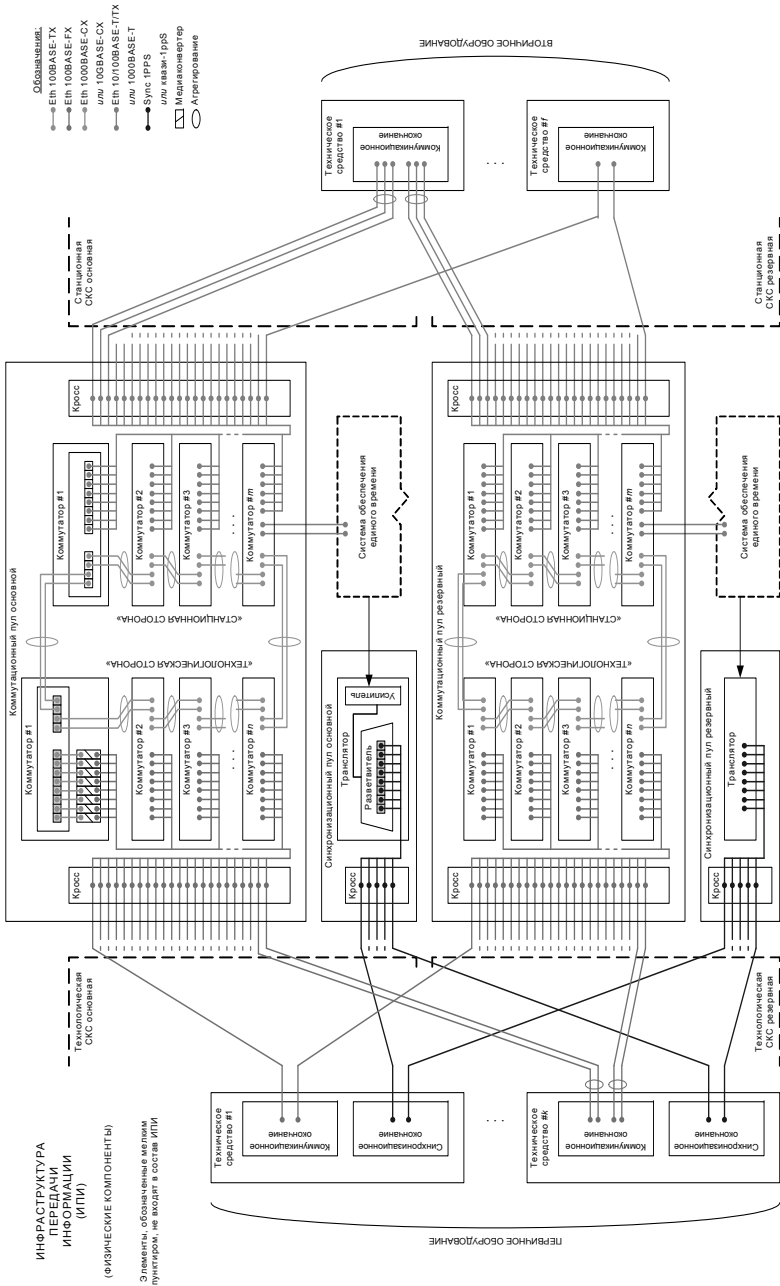


Рис. 4.10. Физическая организация ИПИ ЦСБ и ее структурные компоненты

Физическая структура ИПИ включает различные компоненты: структурированные кабельные системы (передачи данных и инструментальной синхронизации); активное оборудование – коммутационный пул (коммутаторы и кросс-панели) и коммуникационные окончания (порты) технических средств, подключаемых к ИПИ; синхронизационный пул и синхронизационные окончания (порты) соответствующих технических средств; различные вспомогательные подсистемы (бесперебойного питания, мониторинга) и механические конструкции (стойки, шкафы, лотки, кабельные каналы и пр.).

Наряду с физической, существует и логическая структура ИПИ, пользоваться которой для описания информационных процессов, имеющих место быть в ЦПС, гораздо удобнее и включает в себя (см. рис. 4.10):

- а) терминальные элементы: передатчики и приемники данных;
- б) сетевые элементы:
 - станционная шина;
 - технологическая шина;
 - инструментальная синхронизационная шина;
 - прочие шины, такие как сетевая сервисная, диагностическая и др.;
- в) шинообразующие элементы:
 - мост.

4.4.1. СТАНЦИОННАЯ ШИНА

Рассмотрим требования к станционной шине как к элементу логической структуры ИПИ ЦПС.

4.4.1.1. Коммуникационный профиль

В станционной шине должны присутствовать сообщения, генерируемые протоколами, составляющими коммуникационный (прикладной и транспортный) профиль MMS поверх TCP/IP, IEC 61850-8.1. Рекомендуется дополнять указанный профиль обязательной инкапсуляцией в сообщения с меткой виртуальной сети по IEEE 802.1Q. Присутствие в станционной шине сообщений прочих протоколов, не входящих в указанный профиль, недопустимо.

4.4.1.2. Обмен сообщениями

Допускается организовывать коммуникацию сообщений в станционной шине на основе динамических, статических и (или) смешанных правил фильтрации IEEE 802.1Q. Допускается организовывать присвоение конечным техническим средствам сетевых адресов статически, т.е. предварительно, и (или) динамически, используя протокол DHCP, RFC 2131. Рекомендуется проектировать серверную модель

коммуникационного профиля MMS, чтобы она обеспечивала неблокирующее обслуживание не менее трех клиентов одновременно. Прочие способы организации коммуникации станционных сообщений рекомендуется исключать. Станционная шина должна быть организована таким образом, чтобы коммуникационный профиль MMS, отвечающих за управление публикацией конечным техническим средством технологических сообщений, был доступен по тому же (физическому) соединению, по которому осуществляется публикация таких технологических сообщений. Рекомендуется использовать для обмена станционными сообщениями одну единую (односегментную) виртуальную сеть, т.е. не сегментировать станционную шину и отделять через промежуточные маршрутизаторы участки коммуникационной сети, в которых присутствуют как станционные, так и технологические сообщения, от участков, в которых технологические сообщения полностью исключены.

В связи с тем что станционная шина представляет собой типовую локальную TCP/IP-сеть, поведение которой хорошо изучено, прочие специфические требования к организации станционной шины не предъявляются.

4.4.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ШИНА

В настоящем подразделе рассмотрим требования к технологической шине как к элементу логической структуры ИПИ ЦПС.

4.4.2.1. Коммуникационный профиль

В технологической шине должны присутствовать сообщения исключительно следующих типов:

- GOOSE, IEC 61850-8.1;
- SV, IEC 61850-9.2.

Каждый шаблон сообщений GOOSE должен иметь имя-идентификатор, уникальное в пределах подстанции (примечание: имя-идентификатор GOOSE = goID по IEC 61850-8.1). Каждый поток сообщений SV должен иметь имя-идентификатор, уникальное в пределах подстанции (примечание: имя-идентификатор SV = svID по IEC 61850-9.2). Присутствие в технологической шине сообщений прочих типов, отличных от указанных выше, недопустимо.

4.4.2.2. Публикация сообщений и подписка на них

Рекомендуется организовывать коммутацию сообщений в технологической шине на основе статических правил фильтрации IEEE 802.1Q. (примечание: такие правила закладываются в каждый коммутатор, задействованный в коммутации технологических сообщений,

при статическом подходе исключена необходимость организации множественных виртуальных сегментов – сетей – внутри коммуникационного пространства, кроме того, максимально возможно детерминировано поведение самой сети). При статической коммутации публикуемые сообщения должны иметь индивидуальный адрес получателя, уникальный в пределах сети, выбранный из диапазона индивидуальных адресов IANA. Подписка на сообщения в этом случае выполняется предварительно на уровне коммутатора (примечание: диапазон 00-00-5E-xx-xx-xx). Допускается организовывать коммутацию сообщений в технологической шине на основе динамических правил фильтрации IEEE 802.1Q (примечание: подобные правила формируются самим коммутатором во время работы, при динамическом подходе существует необходимость организации множественных виртуальных сегментов, кроме того, поведение сети становится менее предсказуемым).

При динамической коммутации для публикации сообщений и подписки на них конечные технические средства и коммутаторы должны исполнять протокол GMRP, IEEE 802.1Q, сообщения при этом должны иметь групповой адрес получателя, уникальный в пределах сети, выбранный из диапазона групповых адресов IANA (примечание: диапазон 01-00-5E-xx-xx-xx). Прочие способы организации коммутации технологических сообщений рекомендуется исключать.

4.4.3. ТОПОЛОГИЯ

Рекомендуется организовывать сегменты (при динамическом подходе) и (или) псевдосегменты (при статическом подходе) технологической шины таким образом, чтобы минимизировать количество промежуточных коммутаторов между конечными техническими средствами, включенными в сегмент. Именно поэтому рекомендуется применять многопортовые стекируемые коммутаторы с преобразованием, при необходимости электрических соединений в оптические посредством медиаконверторов.

4.4.4. ПОДСИСТЕМА МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ КОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ ЦПС И МЕХАНИЗМ МОНИТОРИНГА

Рассмотрим требования к подсистеме мониторинга коммуникационной сети ЦПС. Коммутаторы и конечные технические средства должны выполнять мониторинг состояния соединений, подключенных к портам в их коммуникационных окончаниях, а также аспектов своего собственного состояния, влияющих на корректную работу их самих и (или) работу коммуникационной сети. Коммутаторы и конечные технические средства, выполняя непрерывный мониторинг своего состояния и состояния своих соединений, должны также хранить и посылать информацию о нем на спорадической, периодической и (или) запросной основе.

4.4.5. СРЕДСТВА МОНИТОРИНГА

Хранение и предоставление на запросной основе информации о состоянии, как результате мониторинга, рекомендуется организовывать как информационный объект SMNP MIB, RFC 3418 и доступ к нему.

Посылки информации на спорадической и (или) периодической основе рекомендуется организовывать как сообщения SNMP Trap, RFC 1251.

4.4.6. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ И ГАРАНТИРОВАННОЕ ВРЕМЯ ДОСТАВКИ СООБЩЕНИЙ В КОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ ЦПС

Требования к пропускной способности и гарантированному времени доставки сообщений рассмотрены в ИПИ ЦПС.

4.4.7. СОЕДИНЕНИЯ С КОНЕЧНЫМИ ТЕХНИЧЕСКИМИ СРЕДСТВАМИ

Конечные технические средства должны соединяться с коммутатором по методу «точка–точка» без каких-либо промежуточных «вставок», исключая медиаконверторы, наличие которых в соединении допустимо.

Единичное соединение, связывающее техническое средство с коммутатором, должно обеспечивать пропускную способность не менее 100 Мбит/с (примечание: протокол 100BASE-X или 1000BASE-T, IEEE 802.3).

При необходимости увеличения пропускной способности техническое средство может быть связано с коммутатором с помощью нескольких единичных соединений, агрегированных по протоколу LACP, IEEE 802.3.

Гарантированное время доставки сообщения, включая прием-передачу, между коммутатором и подключенным к нему конечным техническим средством не должно превышать 0,25 мс (примечание: максимальная длина сообщения 1536 байт).

Рекомендуется для связи с первичным оборудованием, а также оборудованием, находящимся на территории ОПУ, применять волоконно-оптические соединения, для связи с интеллектуальными устройствами – электрические.

4.4.8. СОЕДИНЕНИЯ МЕЖДУ КОММУТАТОРАМИ

Коммутаторы, организующие коммуникационную сеть, должны быть соединены в «кольцо», соединения в котором могут быть агрегированными.

Управление «кольцом» должно отслеживать «изменения», включать «петли» и исполняться динамически по протоколу RSTP, IEEE 802.1D.

Соединения между коммутаторами должны обеспечивать пропускную способность не менее 1 Гбит/с, а при необходимости 10 Гбит/с (примечание: протоколы 1000BASE-X и 10GBASE-X, IEEE 802.3).

Гарантированное время доставки сообщения, включая прием-передачу, между коммутаторами не должно превышать 0,025 мс (примечание: максимальная длина сообщения 1536 байт).

Рекомендуется устанавливать коммутаторы в едином месте (стойке), отдавая предпочтение как можно более коротким (физическим) связям между коммутаторами против увеличения (физической) протяженности соединений с конечными техническими средствами.

4.4.9. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ КОММУНИКАЦИОННОЙ СРЕДЫ

Коммуникационная среда ИПИ ЦПС должна резервироваться путем полного физического дублирования, при этом основной и резервный комплекты компонент ИПИ не должны взаимодействовать между собой.

Конечные технические средства должны иметь удвоенное количество портов в своих коммуникационных окончаниях, первой половиной из которых они подключаются к соединениям основной, а второй – резервной коммуникационной среды.

Для корректного оперирования в дублированном окружении конечные технические средства должны исполнять протокол RPR, IEC 62439, в то время как коммутаторы не нуждаются в каких-либо дополнительных протоколах.

4.4.10. ПРОГРАММНОЕ, ИНФОРМАЦИОННОЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

4.4.10.1. Общее и технологическое программное обеспечение

Для решения функциональных задач АСУ ТП ПС на всех уровнях системы должна быть реализована совокупность взаимосвязанных по информации и по дисциплине выполнения программных средств, образующих программное обеспечение АСУ ТП ПС, которое условно можно представить в виде двух основных составляющих:

- общего (системного) программного обеспечения (ОПО);
- технологического (или специального) программного обеспечения (ТПО).

ОПО предназначено для организации функционирования ПТК АСУ ТП в целом и является фундаментом для успешной реализации всех целевых функций системы. В общем случае ОПО должно включать средства организации внутрисистемных и внесистемных коммуникаций, а также операционные системы реального времени (функционирующие в контроллерах нижнего уровня и вычислительных устройствах верхнего уровня), под управлением которых должны выполняться программные средства ТПО.

ТПО представляет собой совокупность отдельных программных компонентов (модулей или их комплексов), резидентных в устройствах разных уровней ПТК и реализующих алгоритмы решения специфических для АСУ ТП ПС задач обработки информации, контроля, анализа, диагностики и управления.

Характерной особенностью ПО АСУ ТП ПС должна быть ориентация на использование современной компьютерной технологии создания систем управления, базирующейся на следующих основных принципах:

- полнота ПО, т.е. его практическая достаточность для решения основных функциональных задач сбора и обработки информации, оперативных расчетов, контроля, анализа, диагностики и управления основным и вспомогательным оборудованием в нормальных и аварийных режимах работы электротехнического оборудования;

- типовой характер ПО, заключающийся в том, что для всех видов автоматизируемого электротехнического оборудования (систем шин, выключателей, разъединителей и т.д.) реализуемые алгоритмы применимы для всех существующих на ПС их типов и конструкций, а также схем соединений;

- высокая степень готовности всех элементов ПО к использованию при разработке АСУ ТП для данной ПС, заключающаяся в том, что привязка к объекту не требует «допрограммирования» и осуществляется только путем *параметрической настройки и конфигурирования элементов ПО*;

- функциональная открытость и гибкость структуры (возможность добавления и исключения программных средств без структурных конфликтов);

- наличие развитой системы средств человеко-машинного обмена информацией (ММИ), обеспечивающей эффективность работы персонала подстанции;

- автоматизация процессов проектирования и внедрения АСУ ТП ПС за счет использования комплекса инструментальных программных средств (ИПС) для поддержки процедур создания программного и информационного обеспечения.

Эффективность создания, внедрения и эксплуатации ПО и тесно связанного с ним информационного обеспечения АСУ ТП ПС практически недостижима без использования развитого специализированного комплекса инструментальных программных средств, осуществляющих компьютерную поддержку процедур разработки, проектирования, наладки и сопровождения в процессе функционирования системы.

4.4.11. ИНСТРУМЕНТАЛЬНОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

ПО инструментальных средств разработки, отладки и документирования ПТК должно базироваться на действующих стандартах и обеспечивать автоматизацию (поддержку) процедур создания программного и информационного обеспечения АСУ ТП, включая функции разработки (модификации) и тестирования. Как правило, результатом работы инструментального ПО должны быть компоненты системы контроля и управления, полностью готовые к запуску.

Инструментальное ПО должно включать следующие программные средства:

- компоновки и генерации программных средств ПТК;
- библиотеку программных модулей стандартных алгоритмов решения задач сбора и обработки технологической информации, контроля и управления;
- автоматизированного формирования исполняемых программных модулей;
- организации и обслуживания баз данных;
- самодиагностики и тестирования аппаратуры и программного обеспечения ПТК;
- включения в состав ПО программ, написанных на универсальных языках программирования;
- допустимой производителем ПТК модификации ПО.

Основу инструментального ПО должны составлять следующие программные системы (пакеты):

SCADA – система для организации человеко-машинного интерфейса оперативного персонала ПС и обеспечения функционирования в реальном времени программно-технических средств соответствующих АРМ всего комплекса в целом.

SCADA-система должна обеспечивать :

- коммуникацию с контроллерами среднего уровня для приема от них текущей информации о состоянии технологического объекта и передачи команд оператора для их последующей трансляции в устройства нижнего уровня;
- визуализацию на видеограмме мнемосхемы и других экранных образов (в том числе индикацию аналоговых параметров, изменение состояний и сообщений о событиях) с воссозданием клавиатуры управления на экране (электронные клавиши) и обеспечением возможности управления электронными клавишами.

SCADA-система должна обладать следующими основными свойствами:

- наглядность, простота и удобство конфигурирования (настройки) АРМ с обеспечением возможности внесения изменений в

конфигурацию и настройку параметров АРМ в режиме on-line и с обеспечением доступа к оперативной базе данных и архивам;

- доступность для прикладных задач наблюдения и управления процессами объектов, имеющих стандартные интерфейсы и аксессуары (кнопки, окна, раскрываемые объекты);

- широкий набор стандартных функций визуализации процесса и управления процессом в сочетании с возможностью программирования и отладки нестандартных функций пользователя с помощью встроенного языка;

- возможности использования полнографического редактора изображений, редактора отчетов и протоколов, редактора аварийных сообщений; базы данных для архивирования информации, широкого набора вспомогательных программ;

- многопользовательский режим на базе локальной сети и технологии «клиент – сервер».

ПО для конфигурирования контроллеров среднего и нижнего уровней должно обеспечивать:

- параметрирование контроллеров с помощью средств специального технологического языка;

- генерацию загрузочного модуля контроллеров с помощью средств, предусмотренных производителем ПО;

- получение данных, необходимых для функционирования АРМ, автоматизированной обработки информации и организации работы с архивами;

- выпуск комплекта документации по информационному обеспечению ПТК в текстовом и/или графическом виде;

- оперативное внесение изменений в технологическое программное обеспечение ПТК.

ПО доступа к МП-терминалам РЗА, ПА для их параметрической настройки, дистанционного контроля в процессе эксплуатации, а также анализа аварийных событий и процессов. ПО должно в полном объеме реализовать функции АРМ РЗА, а также функции по обслуживанию терминалов (например, проверку функционирования устройства защиты при подаче на его вход аварийных параметров режима).

Кроме того, появляется возможность дистанционного тестирования устройств РЗА и ПА, которое предполагается выполнять следующим образом:

- устройство РЗА (ПА) переводится в режим тестирования;

- на устройство подается тестовый набор входных сигналов и контролируется работа логики терминала и появление соответствующих команд на выходе терминала, при этом всем выходным сигналам устройства придается статус TEST, в результате чего дальнейшее дей-

стве (отключение выключателей, запуск других комплектов РЗА и т.п.) блокируется; в протокол информация попадает с меткой TEST. ПО для контроля и конфигурирования устройств на шинах IEC 61850-9.2 и 61850-8.1 (цифровые ТТ и ТН, модули связи электрооборудования с шиной процесса) должно обеспечивать:

- параметрирование устройств;
- блокирование устройства и его дистанционная диагностика.

4.4.12. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ (ИНФОРМАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ НА БАЗЕ СТАНДАРТОВ МЭК 61968/61970)

Рассмотрим регламент создания общего информационного пространства ЦПС и организацию информационного взаимодействия ЦПС с центрами управления на основе общей информационной модели (Common Information Model – CIM).

Согласно работе [2] CIM описывает объектно-ориентированное представление данных, которое включает такие общие абстрактные элементы, как *классы, объекты, свойства, методы и ассоциации*. Формальным определением информационной модели объекта является схема. В схему входят классы, свойства и методы, а также отношения между классами, которые также являются классами.

В случае использования CIM-представления создается единая информационная модель физического объекта и все приложения обмениваются данными, используя их единое описание. CIM-представление является единым языком описания данных и, соответственно, интерфейса только в общей интегрированной среде. Иначе говоря, CIM представляет собой общий язык для приложений при работе в единой большой системе, какой, например, является АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Исходными данными для построения информационной модели ЦПС являются:

- главная электрическая схема ЦПС;
- типы, паспортные и иные данные об оборудовании;
- состав и типы измерений, определяющих режим и состояние оборудования;
- методика идентификации объектов и данных ЦПС;
- профиль модели электрических сетей ЕНЭС, в части ПС, определяющий:
 - а) классы, атрибуты и отношения между ними в схеме информационной модели;
 - б) стандарты в области информационных технологий (с точностью до версий), следование которым является обязательным в процессе проектирования, внедрения и эксплуатации системы управления.

Стандартами МЭК 61968/61970 определено описание следующих групп оборудования подстанций:

- коммутационные аппараты (силовые выключатели, разъединители, заземляющие разъединители и т.п.);
- трансформаторное оборудование, включая РПН и систему охлаждения);
- компенсирующее оборудование;
- ограничители напряжения и тока;
- измерительные трансформаторы напряжения и тока.

Информацию об оборудовании можно разделить на следующие категории:

- о текущем состоянии режима (токи, напряжения, мощности) и данные об отклонении эксплуатационных параметров за предельно допустимые значения;
- о работе устройств защит и автоматики;
- данные о текущем состоянии первичного и вторичного оборудования, характеризующие его готовность выполнять свои функции;
- паспортные данные и технические характеристики;
- данные об испытаниях и проведенных ремонтных работах;
- документарная (руководства, инструкции).

Следует отметить, что при проектировании и реализации систем управления технологическими процессами на подстанциях ЕНЭС в качестве базового используется стандарт МЭК 61850, который определяет собственную информационную модель оборудования ПС. При этом информационные модели на базе стандартов МЭК 61968/61970 – CIM и МЭК 61850 частично пересекаются в части первичного оборудования и сигналов. Поэтому актуальным является проведение исследований проблем взаимоувязки соответствующих указанным стандартам моделей в процессах информационного обмена между компонентами ПАК ЦПС, а также между подстанциями и центрами управления (ДЦ, ЦУС).

4.4.13. СОЗДАНИЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ КЛАССИФИКАЦИИ, КОДИРОВАНИЯ И ИДЕНТИФИКАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ИНФОРМАЦИИ (ЕСКК)

Стандарты МЭК 61968/61970 требуют, чтобы описываемое оборудование и информация были поименованы, т.е. им должны быть присвоены уникальные имена.

Уникальные имена должны быть присвоены в соответствии с отраслевой системой, под которой будем понимать единую систему классификации и кодирования – ЕСКК, принятую в ОАО «ФСК ЕЭС», основанную на общих для всех объектов ЕНЭС принципах идентификации контролируемого и управляемого оборудования ЦПС, компо-

нентов информационно-технологических и управляющих систем и информационных потоков и предназначенную для применения как в пределах подстанции, так и отрасли в целом.

Такая система обозначений, согласно требованию стандарта МЭК 61970, должна удовлетворять требованиям стандарта МЭК 61346 (Промышленные системы, установки и оборудование и промышленные продукты. Принципы структурирования и кодовые обозначения).

4.4.14. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Методология метрологического обеспечения – это набор базисных принципов, методов, способов, которыми достигается единство и точность измерений в измерительной системе (ИС) ЦПС. Структура ИС ЦПС изображена на рис. 4.11.



Рис. 4.11. Структура измерительной системы (ИС) ЦПС

К базовым принципам построения ИС ЦПС относятся:

- вертикальная дифференциация;
- горизонтальная интеграция.

Следствием применения принципа вертикальной дифференциации является четкое разделение средств измерений, применяемых в ИС ЦПС, на:

- преобразования первичных данных (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, датчики технологической информации);
- отображения данных первичных преобразований в унифицированный цифровой вид (устройства объединения);
- вычисления и обработку цифровых данных (устройства защиты, счетчики электроэнергии, устройства телемеханики и т.д.).

Следствием применения принципа горизонтальной интеграции является применение в ИС ЦПС следующих связующих компонентов:

- система обеспечения единого времени (СОЕВ), обеспечивающая синхронность работы всех компонентов ИС;
- единая коммуникационная сеть, обеспечивающая доступность данных от любого первичного преобразователя любому конечному устройству.

Повышение точности измерений в пределах ИС ЦПС реализуется следующими способами:

- повышение качества первичных преобразований за счет использования более точных средств первичного преобразования;
- снижение метрологических потерь, связанное с передачей аналоговой информации;
- применение микропроцессорных средств вычислений.

Обеспечение единства измерений в пределах ИС ЦПС обеспечивается следующими способами:

- синхронизация первичных измерителей;
- использование передачи данных в цифровом виде;
- возможность тиражирования данных.

4.4.15. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДОЛОГИИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИС ЦПС

Согласно работе [2] ИС ЦПС является типовым измерительным объектом типа ИС-2.

Измерительные компоненты. В ИС ЦПС должны использоваться электронные трансформаторы (т.е. трансформаторы, снабженные

цифровым выходом). Использование традиционных трансформаторов допустимо только совместно с использованием измерительного преобразователя.

Вычислительные компоненты. Вычислительный компонент должен иметь сопряжение с коммуникационной сетью ЦПС. В качестве основного потока входных данных вычислительный компонент должен использовать поток данных от устройств объединения и датчиков технологической информации в формате согласно стандартам. В качестве входного сигнала для вычислительного компонента также выступает источник синхронизации.

Связующие компоненты. Сеть передачи измерительных данных должна быть выполнена в рамках коммуникационной сети ЦПС. Пропускная способность связевого и коммуникационного оборудования должна быть достаточна для передачи данных от устройств объединения к вычислительным компонентам в объеме и количестве, предусмотренном проектным решением.

4.4.16. ТРЕБОВАНИЯ К НОРМАМ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Нормы точности измерительных каналов ИС ЦПС определяются особенностями процесса измерения. В типовом измерительном канале процесс измерения можно разбить на следующие этапы:

- аналого-цифровое преобразование (измерительные компоненты);
- вычисление на основе преобразованных данных самой измеряемой величины (вычислительный компонент).

Исходя из того, что погрешность вычисления алгоритмов определяется через характеристики входных значений, и все множество алгоритмов ИС ЦПС использует одни и те же данные первичных преобразований, то требования к точности измерительных компонентов формируются на основе требования точности всех вычислительных компонентов. В этом состоит отличие ИС ЦПС от традиционных, в которых, как правило, использовался отдельный измерительный канал для каждой функциональной задачи.

Для того чтобы предъявить требования к вычислительным компонентам, необходимо классифицировать множество измеряемых ИС ЦПС величин. Результат классификации представлен в табл. 4.2.

Требования к точности компонентов ИС ЦПС устанавливаются на основании анализа способов вычисления данных величин и требований к ним, установленным в нормативной документации.

4.2. Классификация измеряемых величин

Тип измеряемой величины	Характеристики измеряемых величин	Назначение	Нормативная документация
Канальные величины			
Оперативные значения	Амплитудные значения	Устройства защиты, регистрация аварийных процессов	–
Оперативные действующие значения	Действующие значения тока и напряжения, обновляемые на полупериодах	Измерение переходных процессов, параметров качества электроэнергии	ГОСТ Р 51317.4.30
Действующие значения	Действующие значения тока и напряжения, определяемые на интервале 10 – 12 периодов основной частоты	Измерение параметров качества электроэнергии	ГОСТ Р 51317.4.30, РД 153.34-0.15.502
Параметры качества	Параметры качества, получаемые усреднением на длительных интервалах	Контроль показателей качества электрической энергии	ГОСТ Р 51317.4.30, РД 153.34-0.15.501, ГОСТ 13109
Однофазные величины			
Активная, реактивная, полная мощность	Активная, реактивная, полная, мощность	АСУ ТП, АСКУЭ, анализ качества электроэнергии	РД 153.34-0.15.502, РД 34.11.321
Угловые величины	Коэффициент мощности, углы между фазами напряжения	АСУ ТП, АСКУЭ, анализ качества электроэнергии	РД 153.34-0.15.502, РД 34.11.321

Продолжение табл. 4.2

Тип измеряемой величины	Характеристики измеряемых величин	Назначение	Нормативная документация
Энергия	Активная, реактивная, полная энергия	АСУ ТП, АСКУЭ	ГОСТ Р 52323, ГОСТ Р 52425
Многофазные величины			
Действующие значения симметричных составляющих			
Мощности симметричных последовательностей	Активная, реактивная и полная мощность гармоник	Анализ качества электроэнергии	РД 153.34-0.15.502
Гармоники симметричных составляющих	Действующее значение гармоник симметричных составляющих тока и напряжения	Анализ качества электроэнергии	РД 153.34-0.15.502
Мощность гармоник симметричных последовательностей	Активная, реактивная и полная мощность гармоник симметричных последовательностей	Анализ качества электроэнергии	РД 153.34-0.15.502
Прочие параметры			
Время	Система ведения единого времени и синхронизации	Необходимо для работы ИС ЦПС	–
Прочие параметры	Температура, влажность и т.д.	АСУ ТП	РД 34.11.321

4.4.17. НОРМЫ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Для электронных трансформаторов тока и напряжения нормируют класс точности и определяют предел погрешности согласно ГОСТу и ЕСКД.

Для устройств объединения нормируют следующие метрологические характеристики цифрового потока данных:

- частоту дискретизации;
- эффективную разрядность данных;
- погрешность синхронизации.

Указанные метрологические характеристики нормируют для различных потоков, формируемых устройством объединения, в зависимости от целей, для которых они применяются. Следует различать цели для:

- защиты и управления;
- учета электроэнергии;
- измерений показателей качества электрической энергии.

На выбор частоты дискретизации влияет необходимость учета не менее:

- 5 гармоник для целей защиты;
- 13 гармоник для целей учета электроэнергии;
- 50 гармоник для целей измерения ПКЭ.

Частоту дискретизации (f_s) следует нормировать в виде $f_s = Nf_r$, где N – количество выборок, приходящихся на период номинальной частоты (f_r).

Частота дискретизации должна быть как минимум вдвое выше частотного диапазона (теорема Котельникова–Найквиста), следовательно, необходимо выбирать $N = 2am$, где m – необходимое число гармоник, a – коэффициент запаса (не обязательно целый, но не менее 2 для целей измерений), необходимый для предварительной цифровой обработки сигнала вычислительными компонентами ИС ЦПС. Отсюда необходимо для частоты дискретизации выбирать значения не менее:

- 500 Гц для защиты;
- 2600 Гц для целей учета электроэнергии;
- 10 000 Гц для целей анализа качества электроэнергии.

Эффективную разрядность данных нормируют исходя из потребностей типовых алгоритмов обработки данного потока, вычисление:

- действующих значений тока и напряжения простейшими способами, сравнение с уставками, в алгоритмах для целей защиты;
- действующих значений мощности, накопительных алгоритмов для целей учета электроэнергии;
- фурье-преобразования для целей вычисления параметров качества электроэнергии.

4.3. Требования к минимальной разрядности

Класс точности	Канал тока						Канал напряжения				
	0,1	0,2	0,5	1,0	0,2S	0,5S	0,1	0,2	0,5	1,0	3,0
Разрядность, бит	16	15	14	13	17	16	14	13	12	11	9

На основе методики [2] можно установить, что минимальная:

- эффективная разрядность цифрового потока тока для целей защиты должна быть не менее 10 бит;
- эффективная разрядность цифрового потока напряжения для целей защиты должна быть не менее 13 бит.

Аналогично требования для цифровых потоков, применяемых для измерений, приведены в табл. 4.3. Требования к точности синхронизации предъявляют исходя из требований различных задач, для которых используются цифровые потоки. В ИС ЦПС применяется универсальная система синхронизации, поэтому она должна выдерживать самые жесткие предъявляемые требования. На основе работы [2] к системе следует предъявить требования синхронизации данных токов и напряжений в 1 мкс.

4.4.18. НОРМЫ ТОЧНОСТИ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Нормами точности для вычислительного элемента является точность алгоритмов, на основе которых выполняется расчет величины. Вычисляемые характеристики можно условно разделить на следующие типы по характеру входных данных:

- канальные, вычисляются на основе данных одного канала (например, действующие значения тока);
- фазные, вычисляемые на основе данных одной фазы (например, действующие значения мощности);
- многофазные, вычисляемые на основе данных трехфазной системы (например, действующее значение обратной последовательности).

Вычисляемые характеристики можно разделить на критичные к гармоникам и некритичные к ним.

Для алгоритмов, реализуемых на вычислительных компонентах, следует нормировать следующие характеристики:

- вычислительная погрешность на идеальных данных;
- зависимость погрешности алгоритма от погрешности входных данных;
- условия достоверности алгоритма.

При разработке алгоритмов необходимо стремиться к тому, чтобы вычислительная погрешность на идеальных данных стремилась к нулю, а зависимость погрешности алгоритма от погрешности входного потока была минимальной в метрологическом диапазоне параметров потока.

4.4.19. НОРМЫ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

Основной метрологической характеристикой канала должна быть вычислительная погрешность алгоритма, который вычисляет данную характеристику, определенная по нормированным характеристикам входных цифровых потоков.

Перечень основных характеристик, которые необходимо вычислять в пределах ИС ЦПС, указан ранее. Там же определены основные нормативные документы, в которых определены нормы точности для измерения данных характеристик.

4.4.20. ТРЕБОВАНИЯ К ПОВЕРКЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

ИС ЦПС имеет четкую структуру, которая отражена в структуре измерительных каналов. Типовой измерительный канал состоит из измерительного, вычислительного и прочих компонентов. Метрологические характеристики измерительных каналов определяются только измерительным и вычислительным компонентами. Благодаря глубокой коммуникационной и синхронизационной интеграции в такой системе возможно построение большого числа измерительных каналов. Независимая поверка каждого канала в отдельности становится нерациональной. Таким образом, для поверки измерительных каналов ИС ЦПС используется метод покомпонентного анализа.

Покомпонентная поверка подразумевает независимую поверку всех компонентов, входящих в измерительный канал. На основании удовлетворительной поверки всех компонентов делается вывод об удовлетворительной поверке измерительного канала.

Таким образом, в части поверки измерительных каналов ИС ЦПС возникают следующие разнородные задачи, поверка:

- измерительных компонентов (реальных физических приборов);
- поверка вычислительных компонентов (алгоритмов расчета);
- проверка работоспособности связевых компонентов.

Следует отметить, что архитектура ИС ЦПС реализует отделение функции первичного преобразования от функций вычисления, в связи с чем возникает нормативное обеспечение поверки и аттестации вы-

числительных средств измерений. В настоящий момент существуют требования WELMEC 7.2 и их российская адаптация.

Однако, считать данные нормативные инициативы базовыми пока не представляется возможным, в силу новизны проблемы.

4.4.21. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Поверке подвергают измерительные каналы ИС ЦПС, на которые распространен сертификат утверждения типа средств измерений.

Поверку измерительного канала проводят:

- первично, при вводе системы в эксплуатацию;
- по истечении межповерочного интервала;
- при замене одного из компонентов системы, при этом допускается проводить поверку только заменяемого компонента.

4.4.22. ПОВЕРКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Поверку электронных трансформаторов тока и электронных трансформаторов напряжения проводят с помощью методов согласно работе [2]. Система, состоящая из традиционного трансформатора и измерительного преобразователя, должна поверяться как электронный трансформатор (рис. 4.12).

Определение амплитудно-частотных характеристик трансформаторов является на сегодняшний день открытой актуальной проблемой, рассмотрение которой выходит за рамки данного документа. Если определить амплитудно-частотные характеристики невозможно, следует для трансформаторов использовать амплитудно-частотные характеристики, полученные в результате численного моделирования или экстраполяции.

Модуль объединения должен поверяться методом сравнения с эталоном. Эталонное устройство должно:

- формировать цифровой поток либо на основе заданных характеристик, либо на основе записанного цифрового файла;
- формировать сигнал синхронизации либо иметь синхронизационное окончание, такое же, как и на модуле объединения;
- иметь интерфейс Ethernet, совместимый с устройством объединения.

Для проведения поверочных испытаний:

- к устройству объединения присоединяется в качестве входных выходные цепи эталонного устройства;
- эталонное устройство синхронизируется с устройством объединения;

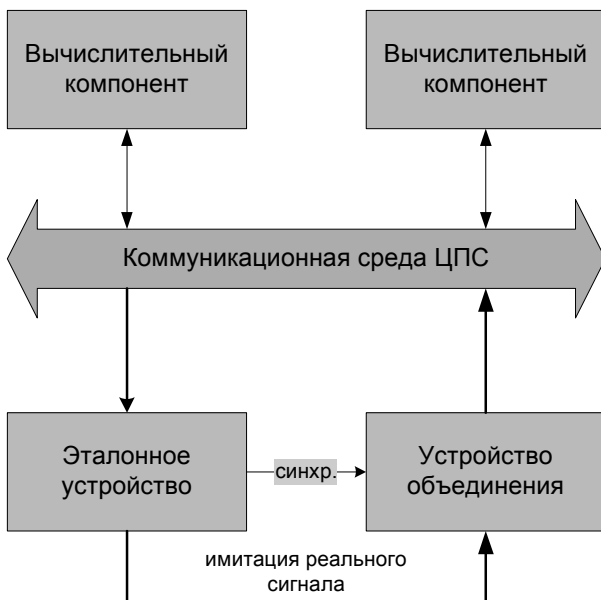


Рис. 4.12. Схема поверки измерительных компонентов ИС

- эталонное устройство и модуль объединения соединяются посредством сети Ethernet;
- с помощью типовых тестов определяют основные метрологические характеристики модулей объединения; поверка осуществляется на основе анализа по выборочной разнице между сформированными и выданными цифровыми данными;
- с помощью записанных файлов имитируют работу электронных трансформаторов, с которыми должно работать устройство объединения.

4.4.23. ПОВЕРКА ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Вычислительные компоненты проходят первичную поверку при сертификации алгоритмов, на которых они основаны.

Поверка вычислительного компонента производится с помощью эталонных цифровых потоков двух типов. Первый тип является фиксированным и предназначен для определения вычислительной

точности алгоритма в идеальных условиях. Второй предназначен для определения вычислительной погрешности в зависимости от погрешностей входных потоков и должен содержать случайную компоненту.

Поверочные сигналы не должны быть привязаны к алгоритму, который вычисляет заданную характеристику, но должны определяться самой характеристикой.

4.4.24. ПОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ СВЯЗЕВЫХ КОМПОНЕНТОВ

Проверка включает в себя проверку:

- целостности коммуникационной среды;
- пропускной способности коммуникационной среды;
- доступности коммуникационной среды;
- латентности коммуникационной среды;
- прочие проверки.

4.4.25. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОММУНИКАЦИОННОЙ СРЕДЫ НА МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

Коммуникационная среда представляет важную часть ИС ЦПС. Несмотря на то что сама по себе она не является средством измерения, ее характеристики могут оказывать на процесс измерения существенное влияние. Коммуникационная среда ЦПС строится на базе сетей Ethernet, в основе которой лежит пакетный принцип передачи данных. Таким образом, в пределах коммуникационной среды ЦПС потеря информации сводится к потере пакетов. К ситуации потери пакета следует также отнести ситуацию, в которой пакет был доставлен с задержкой, превышающей нормативные значения, указанные в работе [2]. Влияние потери пакета на алгоритмы зависит от целей, для которых применяют алгоритм для:

- алгоритмов, применяемых для целей защиты, потеря пакета неприемлема;
- алгоритмов, применяемых для вычислений действующих значений, которые в основном основаны на вычислении сверток, потеря пакетов приводит к снижению точности;
- алгоритмов, применяемых для вычисления показателей качества электрической энергии, потеря пакета может привести к значительному искажению результата. Поэтому ПКЭ, вычисленные с потерей пакета, должны быть маркированы как недостоверные, согласно работе [2].

4.4.26. НАДЕЖНОСТЬ, ИНФОРМАЦИОННАЯ И КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

В число основных целей создания ЦПС входит создание технических условий для перехода к подстанциям без постоянного присутствия дежурного персонала (с управлением из диспетчерских центров или ЦУС) и интеграции подстанций в активно-адаптивную электрическую сеть (ААС). В свете указанных целей к ЦПС предъявляются требования по обеспечению надежности выполнения основных технологических функций подстанции, которые по меньшей мере не ниже, а по отдельным показателям надежности – выше аналогичных требований к большинству существующих подстанций ЕНЭС РФ.

Надежность выполнения ЦПС своих основных технологических функций в значительной степени определяется надежностью компонентов программно-аппаратного комплекса (ПАК) ЦПС.

В связи с вышесказанным, для обеспечения высоких требований по надежности, предъявляемых к оборудованию ПАК ЦПС, требуется разработка единой программы обеспечения надежности ПАК ЦПС, решающей задачи обеспечения надежности ПАК ЦПС в комплексе, регламентирующей в том числе требования:

- к применению самодиагностики и функциональной диагностики оборудования ПАК ЦПС;
- к резервированию компонентов ПАК ЦПС;
- к регламентам проведения работ по техническому обслуживанию и ремонтам оборудования ПАК ЦПС на основании данных самодиагностики и функциональной диагностики оборудования, и т.п.

4.4.27. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА НАДЕЖНОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ЦПС В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ

Значимой тенденцией, сопутствующей переходу от традиционных подстанций к цифровым, является переход от периодического технического обслуживания и ремонтов оборудования подстанций к техническому обслуживанию и ремонтам оборудования подстанций по состоянию. Принятые в современной зарубежной электроэнергетике требования (к примеру, нормативный документ NERC (США) [2]) усугубляют необходимость в организации процессов аудита действующих программ технического обслуживания и ремонтов по состоянию в соответствии со стандартами управления качеством (ISO 9001) или надежностью (IEC 60300).

4.4.28. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ К НАДЕЖНОСТИ ЦПС

Базовые требования из области надежности к АСУ ТП и отдельным компонентам оборудования подстанций определены стандартами ГОСТ серии 27: ГОСТ 27.002, ГОСТ 27.003, ГОСТ 27.301, ГОСТ 27.310, ГОСТ 27.410.

Требования по надежности к компонентам первичного оборудования подстанций определяются требованиями государственных стандартов на отдельные виды оборудования (ГОСТ 11677, ГОСТ Р 52565 и т.п.).

Требования по надежности оборудования вторичных систем подстанций определяются в основном требованиями отраслевых документов, в том числе РД 34.35.120 и РД 34.35.310.

Требования к надежности коммуникационной среды подстанции определены в принятом стандарте ГОСТ Р МЭК 61850-3.

Международной электротехнической комиссией (МЭК) приняты стандарты, регламентирующие требования к системам управления надежностью в электроэнергетике. Основная часть данных стандартов принята в РФ. Организация процессов управления надежностью ЦПС в соответствии со стандартами ГОСТ Р 51901.2, ГОСТ Р 51901.3 и др. не только имеет целью обеспечение выполнения программ технического обслуживания и ремонтов оборудования ЦПС по состоянию и процессов аудита выполнения указанных программ, как это требуется за рубежом, но также обеспечивает упорядочивание процессов, направленных на поддержание необходимого уровня надежности ЦПС в целом, реализацию программ повышения надежности ЦПС на всех стадиях жизненного цикла ЦПС (проектирование, внедрение, эксплуатация). В связи с этим создание системы управления надежностью ЦПС является ключевым моментом программы обеспечения надежности (ПОН) ЦПС.

Итак, по окончании изложения третьей и четвертой глав данной книги можно отметить, что сферой действия данной методологии являются электрические подстанции, как правило, с напряжением 220 кВ и выше, при создании или комплексной реконструкции и техническом перевооружении которых предполагается внедрение ЦПС. Однако данная концепция актуальна и для подстанций других классов напряжения с микропроцессорными устройствами, напрямую работающими на базе протоколов IEC 61850-8.1 и 61850-9.2 и, прежде всего, в тех случаях, когда речь идет о внедрении на этих подстанциях полноценных программно-аппаратных комплексов.

Таким образом:

1. Инфраструктура передачи информации ИПИ – это кибернетический архитектурный элемент ЦСП – с физической структурой из различных компонентов (структурированные кабельные системы, активное оборудование и др.) и логической структурой, включающей терминальные (передатчики и приемники данных) и сетевые элементы (станционную и технологическую шины и др.).

2. Общее (системное) программное обеспечение на основе средств организации внутрисистемных, внесистемных коммуникаций и операционных систем реального времени организуют функционирование АСУ ТП в целом, а технологическое (специальное) ПО совокупностью отдельных программных компонентов (модулей или их комплексов), резидентных в устройствах разных уровней ПТК, решает задачи обработки информации и контроля, анализа, диагностики и управления.

3. Информационное обеспечение ЦПС на основе общей информационной модели СИМ при взаимодействии с центрами управления позволяет создать единую информационную модель физического объекта (подстанции) в общей интегрированной среде большой системы – АСТУ МОЭСК.

4. Метрологическое обеспечение ЦПС на основе структуры с измерительными, вычислительными и связующими компонентами, а также набора базисных принципов (вертикальная дифференциация и горизонтальная интеграция) позволяет организовать методы и способы, которыми достигаются единство и высокая точность измерений в измерительной системе.

5. Надежность ЦПС обеспечивается разработкой единой программы и определяется соответственно: надежностью компонентов; применением самодиагностики и функциональной диагностики оборудования; резервированием компонентов; регламентами проведения работ по техническому обслуживанию и ремонтам оборудования программно-аппаратного комплекса.

В пятой главе показано развитие и повышение надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 6 – 20 кВ МОЭСК.

Выводы

На современном этапе развития электроэнергетики России модель и методология проектирования цифровой подстанции определяют экономические и эксплуатационные цели, задачи унификации протоколов

и взаимодействия различного оборудования, выделение трех уровней и пяти принципов: надежности, безопасности, единства измерений, унификации и сохранения инвестиций. Наряду с этим необходима декомпозиция системных задач верхнего уровня с делегированием их на уровень ЦПС, а также организация функциональной координирующей подсистемы и цифровых интерфейсов на основе протоколов МЭК для команд управления устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. В настоящее время процесс внедрения цифрового оборудования информационного взаимодействия нового поколения имеет два периода: переходной и перспективный и требует увеличения интеллектуальной составляющей средств контроля и управления, защиты и измерений электрооборудования. Поэтому программно-аппаратный комплекс АСУ ТП на базе: открытой иерархической архитектуры; ЛВС; микропроцессорных устройств нижнего уровня; АРМ персонала подстанции верхнего уровня; системы обеспечения единого времени, – решает задачи сбора и обработки информации, контроля, учета и управления для электрооборудования переменного тока, а также функциональные задачи оперативного персонала ЦПС. Таким образом, в формате новых технологий инфраструктура передачи информации является кибернетическим архитектурным элементом ЦПС с физической и логической структурами, системным и специальным программным обеспечением, отдельными программными компонентами, информационным обеспечением на основе информационной модели СИМ, а также метрологическим обеспечением на базе принципов вертикальной дифференциации и горизонтальной интеграции, единой программой надежности и комплексной безопасности, включающей диагностику, резервирование, техническое обслуживание и ремонт оборудования программно-аппаратного комплекса АСУТП.

5. РАЗВИТИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 6 – 20 КВ

Рассмотрена система сбора и передачи технологической информации с электросетевых объектов 6 – 20 кВ, текущее состояние объектов систем телемеханики 0,4 – 20 кВ, автоматизированная система управления электрическими сетями 6 – 20 кВ, организация диспетчерских пунктов, этапы развития системы АСТУ, организационные мероприятия и результаты реализации программы повышения надежности оперативно-технологического управления в МОЭСК.

5.1. СИСТЕМА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ С ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ 6 – 20 КВ

5.1.1. СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Основными автоматизируемыми объектами электросетевого комплекса 6 – 20 кВ МОЭСК являются [3]:

- РП, РТП 0,4 – 20 кВ – 6278 шт.;
- диспетчерские пункты РЭС и МКС – 67 шт.

Функции системы:

- прием и передача сигналов телеуправления;
- синхронизация времени комплексов телемеханики;
- сбор, обработка, контроль, регистрация и передача текущей дискретной информации о режимных параметрах электрической сети;
- сбор (измерение), первичная обработка, контроль, регистрация и передача текущей аналоговой информации о режимных параметрах электрической сети;
- современные инженерно-технические решения комплексов для автоматизации объектов РЭС должны базироваться на следующих принципах построения:

1. Применение цифровых приборов в качестве источников информации ТИ:

- цифровые измерительные преобразователи;
- цифровые счетчики электроэнергии;
- контроллеры присоединения;
- цифровые блоки РЗА;
- цифровые приборы с цифровым интерфейсом.

2. Переход от централизованного сбора сигналов ТС и ТУ, размещаемых в границах шкафа автоматики, к использованию распре-

ленных модулей ТС и ТУ, устанавливаемых в ячейках 6 – 20 кВ. Данное решение позволяет уменьшить объем монтажных работ по прокладке цепей ТС и ТУ большой длины, ограничив эти цепи границами ячейки, а также упростить пусконаладочные работы и последующую эксплуатацию системы телемеханики.

3. Совмещение функций распределенного модуля ТС и ТУ с функциями измерительного преобразователя в едином изделии – контроллере ячейки.

4. Модульность компоновки состава средств ТМ – центральный коммуникационный контроллер, модули ТС, ТУ, контроллеры ячейки и пр.

5. Применение в качестве центрального коммуникационного контроллера микропроцессорных контроллеров с открытой архитектурой, работающих под управлением операционных систем Linux, WinCE и т.п. Это позволяет выбирать контроллер с необходимыми аппаратными возможностями под конкретные задачи.

При создании современных систем автоматизации электросетевых объектов необходимо исходить из следующих критериев:

Объем сигналов ТС и ТИ должен быть достаточен, чтобы обеспечивать полное представление о процессе распределения и потребления электрической энергии и мощности. На современном уровне недостаточно иметь только ток фазы А по каждому присоединению и одно линейное напряжение с ТН.

Необходимость телеуправления безусловно присутствует, но она не всегда настолько велика, чтобы для ее обеспечения нести большие затраты на восстановление работоспособности блоков управления пружинно-моторных приводов масляных выключателей старой конструкции. В случаях же современных приводов вакуумных выключателей (новые объекты, реконструкция, ретрофит ячеек) телеуправление должно закладываться в состав системы телемеханики. Также необходимо обеспечить мероприятия по подготовке оперативно-диспетчерского персонала РЭС к осуществлению дистанционного управления. Технические решения ТМ должны иметь возможность интеграции с различными устройствами полевого уровня в целях снижения общего объема затрат на решение задач автоматизации:

- обеспечение единого решения по получению сигналов ТИ и функций учета электроэнергии с применением цифровых счетчиков электроэнергии;

- использование цифровых блоков РЗА в качестве источников сигналов ТС и для приема команд ТУ.

Технические решения, применяемые при автоматизации объектов РЭС, должны удовлетворять требованиям своей постоянной эксплуатации в необслуживаемых и неотапливаемых помещениях, в том числе и с возможностью размещения средств ТМ снаружи помещений.

Технические решения должны строиться на базе современных типовых технических средств ТМ, обеспечивающих гибкую возможность комбинации элементов ТМ в целях минимизации соотношения стоимость/функциональность, и быть сравнительно компактными.

Технические средства ТМ должны обеспечивать возможность дистанционного конфигурирования системной (IP-адрес и пр.) и прикладной (набор сигналов, настройки протоколов) частей.

Передача информации на верхний уровень (от КП до ПУ) должна осуществляться с применением только стандартных телемеханических протоколов МЭК 60870-5-101/104 напрямую от КП без применения промежуточных программных шлюзов. Передача телемеханической информации с помощью закрытых проприетарных (англ. *proprietary software*; от *proprietary* – частное, патентованное, в составе собственности и *software* – программное обеспечение) протоколов или программных спецификаций не допускается.

Используемое программное обеспечение ОИК уровня АСУ ЭС должно предоставлять возможность для включения в состав АСУ ЭС средств ТМ любого производителя, обеспечивающего передачу информации по протоколам МЭК 60870-5-101/104, иметь функции ретрансляции данных ТМ по протоколу МЭК 60870-5-104 в системы вышестоящего уровня, иметь возможность интеграции с программным обеспечением управления диспетчерским щитом.

Система телемеханики обеспечивает сбор информации на уровне объекта и прием команд управления (табл. 5.1).

Общий объем информации в системе телемеханики состоит из телесигнализации (ТС – контроль состояния силового оборудования, аварийных сигналов и защит), телеизмерений (ТИ – контроль параметров электрического тока) и телеуправления (ТУ – дистанционное управление силовым оборудованием).

В программу включены только объекты распределительной сети 0,4 – 20 кВ, так как они управляются из РЭС МОЭСК, а объекты 35 кВ относятся к центральным операционным зонам распределительных сетей МОЭСК и должны рассматриваться в других программах.

5.1. Команды управления в системе телемеханики

Группа	Название сигнала	Примечание
ТС. Сигналы по ячейкам с присоединениями	Положение выключателей	Включен/ отключен
	Положение разъединителей	Контроль рабочего
	Положение выкатного элемента	Контроль рабочего
	Положение заземляющих ножей	
	Наличие однофазного замыкания на землю	ОЗЗ (при наличии ТТНП)
	Аварийное отключение выключателя, срабатывание защиты	
ТУ	Включение-отключение линий 10(6) кВ	
	Включение-отключение секционных выключателей	
ТИ	Фазные напряжения U_a, U_b, U_c	
	Токи по фазам I_a, I_b, I_c	
	Суммарные активная P и реактивная Q мощность	
	$\cos \varphi$	
ТС. Общие сигналы по объекту	Наличие напряжения питания шкафа ТМ, работа от UPS	
	Срабатывание АВР	
	Контроль открывания дверей в помещении	По количеству дверей
	Пожарная сигнализация	По два датчика на помещение

При формировании конкретного перечня ТИ, ТС и ТУ комплексов телемеханики на существующих РТП/РП и ТП, а также состава выполняемых функций системой телемеханики необходимо руководствоваться следующим принципом – определение необходимого

количества телеинформации для каждой РТП/РП и ТП производится на основе:

- ее значимости в энергосистеме;
- наличия обслуживающего персонала;
- классов напряжения РП и РТП;
- соглашений об информационном обмене с МОЭСК;
- требований диспетчерской службы РЭС;
- состояния существующего основного оборудования РП и РТП.

Типовой объем сигналов ТС, ТИ и ТУ. Существующие системы телемеханики практически не охватывают объекты 0,4 – 20 кВ распределительной сети, что не позволяет отображать данные об этих объектах в системе АСУ ЭС и выполнять функции оперативно-технологического управления этими объектами.

5.1.2. ИНТЕГРАЦИЯ С СИСТЕМАМИ ТЕХНИЧЕСКОГО И КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

Системы технического и коммерческого учета электроэнергии с потребителями являются самостоятельными системами и функционируют вне зависимости от АСТУ.

АСТУ обеспечивает необходимый интерфейс для получения данных от центров сбора и обработки данных технического и коммерческого учета по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, а также их периодичность:

- постоянно;
- циклически;
- принудительно (в аварийных ситуациях).

Значения электроэнергии, получаемые средствами учета, будут являться источником данных для подсистем АСТУ. Данная интеграция увеличит наблюдаемость распределительной сети объектов 0,4 – 20 кВ и позволит локализовать места аварии, не охваченные системами телемеханики.

Все средства измерения должны быть сертифицированы и внесены в государственный реестр РФ средств измерений.

Функции, возлагаемые на интеграцию с интеллектуальными системами технического и коммерческого учета электроэнергии:

- фиксация отсутствия/восстановления электропитания потребителей;
- сбор данных с интеллектуальных приборов учета.

Итак, интеграция систем будет реализовываться на базе программного обеспечения систем АСТУЭ и АИИ СКУЭ, а также программного обеспечения ПТК АСУ ЭС.

5.2. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ОБЪЕКТОВЫХ СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ 0,4 – 20 КВ

В настоящий момент необходимо отметить, что большинство существующих комплексов телемеханики устарели как морально, так и физически. Существующие требования по использованию протоколов передачи данных, а также скорости передачи данных не могут быть реализованы большей частью аппаратных средств существующих комплексов телемеханики на РП и РТП. Для практически всех РП и РТП характерно отсутствие или высокая степень устаревших комплексов телемеханики, в среднем от 70...80 % и степень телемеханизации не более 10 %. Рассматривается классификация объектов распределительных электрических сетей с точки зрения возможных задач автоматизации на данных объектах (рис. 5.1 и 5.2) [3]:

- РП, РТП;
- КРУ, КРУН, ПУС, реклоузеры;
- КТП, ЗТП, БКТП.

Распределительные подстанции, распределительно-трансформаторные подстанции

Особенности:

- располагаются в закрытых помещениях;
- имеют большое число присоединений 6 – 20 кВ – 10 – 20 шт.;
- присоединения 6 – 20 кВ оборудованы масляными или вакуумными выключателями с возможностью дистанционного управления;
- старые РП оборудованы системами электромагнитной релейной защиты, современные – микропроцессорной РЗА;
- имеют трансформаторы напряжения, трансформаторы тока;
- ТП имеют 1–2 силовых трансформатора на 0,4 кВ.



а)



б)

Рис. 5.1. Распределительный пункт (а), распределительное устройство 10 кВ РП, ряд ячеек (б)



а)



б)



в)



г)

Рис. 5.2. Комплектное распределительное устройство низковольтное – КРУН (а), реклоузер (б), понижающее устройство силовое – ПУС (в), комплектное распределительное устройство низковольтное – КРН (г)

Задачи автоматизации – телесигнализация состояния силового оборудования, срабатывания защит, телеизмерения, телеуправление, учет электроэнергии.

Комплектные распределительные устройства среднего напряжения 6 – 10 кВ, пункты учета и секционированные реклоузеры

Особенности:

- обычно имеют небольшое число присоединений 6 – 10 кВ – 1 – 4 шт., но также возможна сборка из КРУН и ПУС распределительных устройств 6 – 10 кВ открытого типа;
- присоединения оборудованы масляными или вакуумными выключателями с возможностью дистанционного управления;
- оборудованы системами электромагнитной или микропроцессорной релейной защиты;
- имеют трансформаторы или датчики напряжения, трансформаторы тока.

Задачи автоматизации – телесигнализация состояния силового оборудования, срабатывания защит, телеизмерения, телеуправление, учет электроэнергии.

Трансформаторные подстанции комплектные, закрытые, блочные (рис. 5.3)

Особенности:

- имеют небольшое число присоединений 6 – 10 кВ – обычно 1–2 шт.;
- присоединения 6 – 10 кВ не оборудованы масляными или вакуумными выключателями с возможностью дистанционного управления;
- имеют 1–2 силовых трансформатора на 0,4 кВ;
- не имеют трансформатора напряжения, трансформаторы тока подключаются на стороне 0,4 кВ.
- возможно применение силовых выключателей на стороне 0,4 кВ, например для реализации функции ограничения мощности потребителя.



а)



б)



в)



г)

Рис. 5.3. Комплектные (а, б, в) и блочные (г) трансформаторные подстанции

5.2. Объекты распределительных электрических сетей филиалов МОЭСК

Филиал	РП				РТП			
	Всего	с ТМ	Всего присоед. 6 – 10 кВ	Присоед. с возм. ТУ	Всего	с ТМ	Всего присоед. 6 – 10 кВ	Присоед. с возм. ТУ
ВЭС	107	28	908	398	1493	10	3690	1419
СЭС	324	0	1360	0	41	0	41	0
ЮЭС	202	21	2288	1611	1894	10	5242	758
ЗЭС	195	49	1722	1209	1651	39	4806	879
МКС	2205	1559	34 885	181	20 124	0	51 433	0
ВСЕГО	3033	1657	41 163	3399	25 203	59	65 212	3056

Задачи автоматизации – телеизмерения, учет электроэнергии, ограничение мощности.

Сводные данные по количеству объектов распределительных электрических сетей для каждого филиала МОЭСК приведены в табл. 5.2.

Состояние систем в части оснащения средствами ТМ в РЭС по филиалам МОЭСК:

Северные электрические сети – в наличии 324 РП и 41 ТП, требующих установки средств ТМ. В настоящее время автоматизированных объектов нет.

Южные электрические сети – из 202 РП на балансе сетей имеют средства ТМ 21 объект, а также 10 ТП. Дополнительно имеются 60 РП абонентской принадлежности. Основное число автоматизированных объектов сосредоточено в Ленинском, Раменском и Московском РЭС.

Западные электрические сети – из 195 РП имеют средства ТМ 49 объектов. Основное число автоматизированных объектов сосредоточено в Одинцовском и Наро-Фоминском РЭС.

Восточные электрические сети – из 107 РП имеют устаревшие средства ТМ 28 объектов, но только в части ТС, а также 10 ТП (только ТС). Основное число автоматизированных объектов сосредоточено в Озерском, Балашихинском и Ногинском РЭС. Требуется модернизация устаревших средств ТМ.

Московские кабельные сети – из 2205 РП имеют средства ТМ 1559 объектов. Для большей части автоматизированных объектов реализованы ТС и ТИ, без ТУ.

Технические решения, использованные в существующих системах автоматизации объектов РЭС МОЭСК, следующие:

Контроль сигналов ТС обеспечивается модулями дискретного ввода сигналов типа «сухой контакт». Модули размещаются централизованно в защитном металлическом шкафу.

Телеуправление реализуется через модули дискретного вывода. Модули размещаются централизованно в защитном металлическом шкафу.

Источниками сигналов ТИ выступают:

- для систем с большим сроком внедрения – измерительные преобразователи тока и напряжения с нормированным выходом 0 – 20 мА (типы Е854, Е855). Типовой объем сигналов – линейное напряжение по секциям и токи фазы А по присоединениям. Нормированные аналоговые сигналы подаются на модули аналогового ввода. Модули размещаются централизованно в защитном металлическом шкафу;

- для современных систем – трехфазные цифровые измерительные преобразователи прямого ввода телеизмерений по цепям ТН и ТТ (ЕМЗ, БИМ, ЭНИП-2). Преобразователи могут устанавливаться как централизованно в защитном шкафу, так и в ячейки РУ. Также в качестве цифровых измерительных приборов применяются счетчики электрической энергии (Меркурий 230, СЭТ-4ТМ, ПСЧ-4ТМ).

В МКС в городских условиях используются преимущественно выделенные физические каналы связи, также есть небольшой процент применения каналов GPRS, в развитии система передачи по силовым кабелям. В РЭС областных филиалов частично применяется радиоканал, большая часть объектов имеет только канал передачи GSM/GPRS.

Для систем автоматизации, внедряемых в последнее время, также применяется техническое решение по интеграции в систему цифровых блоков РЗА, обеспечивающих сигналы ТС и реализующих ТУ через цифровой интерфейс RS-485. Блоки цифровой РЗА также обеспечивают сигналы ТИ, но с классом точности 10Р и в небольшом объеме, например только токи фаз А и С.

5.2.1. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ СВЯЗИ

Как указывалось в первой главе, основным недостатком существующих сетей связи МОЭСК является длительный, трудоемкий процесс перекоммутации и перемаршрутизации каналов в случае серьезного повреждения узла или линии связи, что приводит к низкой оперативности устранения нарушений связи. Для организации передачи телеинформации и других видов технологического трафика используются различные сети передачи данных, не имеющие централизованной

системы управления и мониторинга. Организация связи «прямыми» каналами требует большого количества коммутаций, организованных как на конечных, так и транзитных узлах связи, что выполняется с помощью различных систем управления и включает в себя большое количество активного и пассивного оборудования.

Создание каналов передачи данных до диспетчерских пунктов РЭС

Организация каналов связи передачи данных между серверным оборудованием, устанавливаемым на уровне центров обработки данных МОЭСК, и автоматизированными рабочими местами, разворачиваемыми в центрах управления сетями филиалов МОЭСК и диспетчерских пунктах районов электрических сетей, предусмотрена в рамках реализации проектов по созданию технологической сети передачи данных в составе «Программы развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом ОАО «МОЭСК» на 2011 – 2015 годы».

Создание каналов сбора данных с объектов 0,4 – 20 кВ

Каналы сбора данных с объектов 0,4 – 20 кВ входят как составная часть в мультисервисную сеть передачи данных МКС – филиала МОЭСК.

Объектами, на которых предусмотрено создание оборудования связи, являются:

- распределительные пункты РП10 (6, 20) кВ;
- распределительные трансформаторные подстанции РТП10 (6, 20) кВ;
- трансформаторные подстанции ТП10 (6, 20) кВ;
- Центральная диспетчерская МКС – филиала МОЭСК.

Условия эксплуатации средств связи уровня РП и ТП должны соответствовать:

- температуре окружающей среды от –35 до +40 °С;
- относительной влажности воздуха до 98 % при температуре +25 °С и атмосферном давлении от 86 до 106,7 кПа;
- невзрывоопасной окружающей среде, при отсутствии содержания агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию;
- внешнему магнитному полю с частотой 50 ± 1 Гц напряженностью до 400 А/м;
- требованиям электромагнитной совместимости стандарта МЭК, публикация 870-2-1.

Охлаждение оборудования при его функционировании должно осуществляться за счет естественной конвекции.

5.3. Линии связи и технологии передачи данных в МОЭСК

Направление	Линии связи	Основные транспортные технологии	Технологии доступа	Виды передаваемой информации	Резервирование
ТП, РП – ЦУС	ЛЭП, арендованные	PLC, GSM/GPRS	Ethernet, xDSL	Телеметрия (ТИ/ТС/ТУ), данные АСКУЭ	Нет

В целях организации передачи данных с объектов 0,4 – 20 кВ в ЦУС МОЭСК каналы связи организуются с применением следующих технологий: GSM/GPRS/3G; PLC; xDSL; Ethernet; ВОЛС.

В общем виде передача данных с объектов организуется с применением линий связи и технологий передачи данных (табл. 5.3), а общая логическая схема организации связи показана на рис. 5.4.

Виды передаваемой информации и используемые технологии передачи в МОЭСК показаны в табл. 5.4, а организации связи на уровне ТП и РП с использованием технологии PLC и GSM/GPRS/3G показаны соответственно на рис. 5.5 и 5.6.

Структурная схема организации связи между объектами 0,4 – 20 кВ и ЦУС МОЭСК с использованием услуг операторов сотовой связи показана на рис. 5.7. В целях реализации данной схемы, оператор связи предоставляет выделенный APN (Access Point Name) и точку подключения:

– точка подключения располагается в макрорегионе в месте установки коммутатора и наименование APN согласуется с МОЭСК.



Рис. 5.4. Логическая схема организации связи в МОЭСК

5.4. Анализ применяемых технологий передачи данных в МОЭСК

Технология	Преимущества	Недостатки	Условия применения	Рекомендованное использование
PLC	<p>Не требуется строительство дополнительных линий связи.</p> <p>Простота использования.</p> <p>Простота и маленькие сроки внедрения.</p> <p>В Российской Федерации не требуется регистрация оборудования в Роскомнадзоре</p>	<p>Низкая пропускная способность.</p> <p>Скорость передачи данных напрямую зависит от количества пользователей сети.</p> <p>Низкая надежность сети, так как присутствует большое количество факторов, ухудшающих качество и надежность передачи данных по сети PLC.</p> <p>Не работает через сетевые фильтры и ИБП, не оборудованные специальными розетками PLC READY.</p> <p>Неясные правовые аспекты использования данной технологии в Российской Федерации</p>	<p>Организация связи с объектами на малых расстояниях (100...200 м).</p> <p>Использование линий электропередачи низкого напряжения в качестве среды передачи данных.</p> <p>Передача небольших объемов трафика (до 2 Мбит/с).</p> <p>Отсутствие необходимости строительства собственной инфраструктуры связи.</p> <p>Отсутствие необходимости резервирования канала связи.</p> <p>Передача некритичных данных.</p> <p>Передачи однократного трафика.</p> <p>Организация «последней мили»</p>	<p>ТП, РП – РЭС.</p> <p>Связь между близлежащими объектами ПС ниже 35 кВ, РП</p>

Продолжение табл. 5.4

Технология	Преимущества	Недостатки	Условия применения	Рекомендованное использование
Ethernet	<p>Зрелость технологии, большое количество сетевого оборудования разных производителей и решений на их основе. Возможность передачи большого количеству пользователей в реальном времени очень больших объемов информации.</p> <p>Простота настройки и эксплуатации сети.</p> <p>Высокая интегрируемость в другие сети с коммутацией пакетов.</p> <p>Интеллектуальность сети (управляемость, расширенные услуги абонентам, масштабируемость и т.д.). Относительно дешевизна оборудования</p>	<p>Большие задержки по сравнению с другими технологиями.</p> <p>Отсутствие функций быстрого восстановления сети после откатов, средств QoS (Quality of Services).</p> <p>Нестабильность скоростей передачи информации.</p> <p>Подверженность к взломам и утечкам информации.</p> <p>Имеет смысл в сетях с большими объемами разнородного трафика.</p> <p>Плохая совместимость с устройствами технологиями, при передаче аналоговых сигналов, телеметрии и др. (не IP трафика)</p>	<p>Большие объемы передаваемого трафика (до 10 Гбайт/с).</p> <p>Необходимость передачи разнородного трафика (телеметрия, голос, файлы).</p> <p>Сложная структура сетей.</p> <p>Большое количество конечных пользователей.</p> <p>Необходимость организации централизованной системы управления сетью.</p> <p>Построение мультисервисных сетей</p>	<p>Интерфейс передачи данных между технологическим оборудованием ПС, РП и оборудованием связи объектов</p>
GSM/GPRS/3G	<p>Отсутствие необходимости строить собственную инфраструктуру связи.</p>	<p>Удаленность объектов от базовых станций операторов, в связи с чем требуется установка ретрансляторов, что является затратным.</p>	<p>Организация связи с объектами на больших расстояниях.</p>	<p>ТП, РП – РЭС</p>

Технология	Преимущества	Недостатки	Условия применения	Рекомендованное использование
GSM/ GPRS/3G	<p>Возможность организации каналов связи при отсутствии операторов фиксированной связи.</p> <p>Возможность использования сервисов оператора сотовой связи.</p> <p>Простота и удобство применения.</p> <p>Доступность сотовой связи.</p> <p>Низкая стоимость создания сети</p>	<p>Радиопомехи, имеющиеся в условиях города.</p> <p>Препятствия на пути распространения радиоволн (постройке, неровный рельеф местности).</p> <p>Сложность реализации механизмов резервирования каналов.</p> <p>Перебой связи ввиду перегруженности операторских сетей</p>	<p>Отсутствие необходимости строительства собственной инфраструктуры связи.</p> <p>Передача малых объемов трафика (до 115 кбит/с).</p> <p>Отсутствие необходимости резервирования канала связи.</p> <p>Передача не критичных данных.</p> <p>Передачи однодородного трафика</p>	<p>ТТ, РП – РЭС</p>
xDSL	<p>Эффективное использование одной проводной линии связи одновременно для телефонных переговоров и для передачи данных.</p> <p>Возможность использования существующих телефонных линий.</p> <p>Экономически выгодные предложения провайдеров услуги (аренда оборудования, разнообразие тарифов)</p>	<p>Относительно небольшие расстояния передачи данных.</p> <p>Сложность реализации механизмов резервирования каналов.</p> <p>Высокая зависимость от качества линий связи.</p> <p>Зависимость от наличия оператора в требуемом регионе и качества предоставляемых услуг</p>	<p>Организация связи с объектами на небольших расстояниях (до 10 км).</p> <p>Большие объемы передаваемого трафика (до 10 Мбит/с).</p> <p>Необходимость резервирования канала связи.</p> <p>Передача не критичных данных.</p> <p>Передачи разнородного трафика.</p> <p>Организация «последней мили»</p>	<p>Организация доступа в сеть оператора арендуемых каналов связи</p>

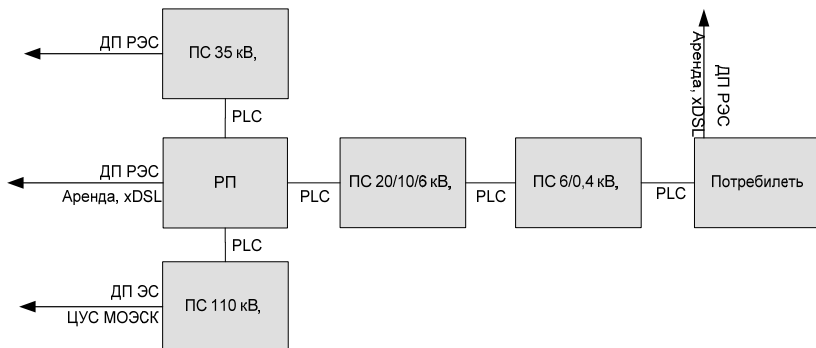


Рис. 5.5. Принципиальная схема организации связи на уровне ТП и РП с использованием технологии PLC

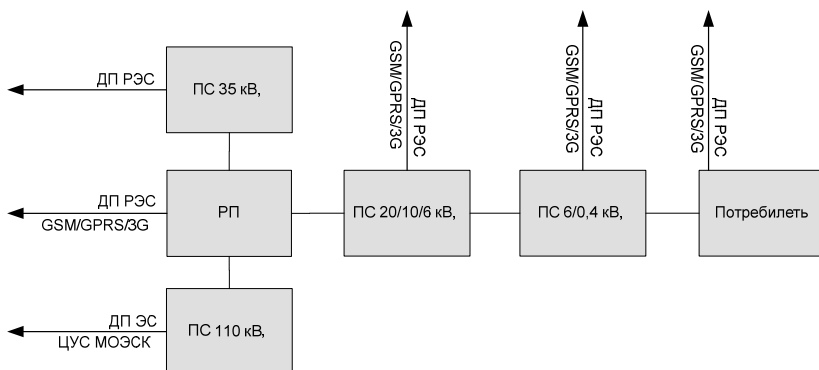


Рис. 5.6. Принципиальная схема организации связи на уровне ТП, РП с использованием технологии GSM/GPRS/3G

Соединение между IP-сетью филиала или дочерней компании и корпоративной ЛВС может осуществляться:

- через публичную сеть передачи данных (Интернет) с применением технологии туннелирования (VPN);
- GRE, GRE All (возможность выдачи адресов на стороне абонента с помощью DHCP);
- IPIP (ip-over-ip), IPIP All (возможность выдачи адресов на стороне абонента с помощью DHCP);
- IPsec;

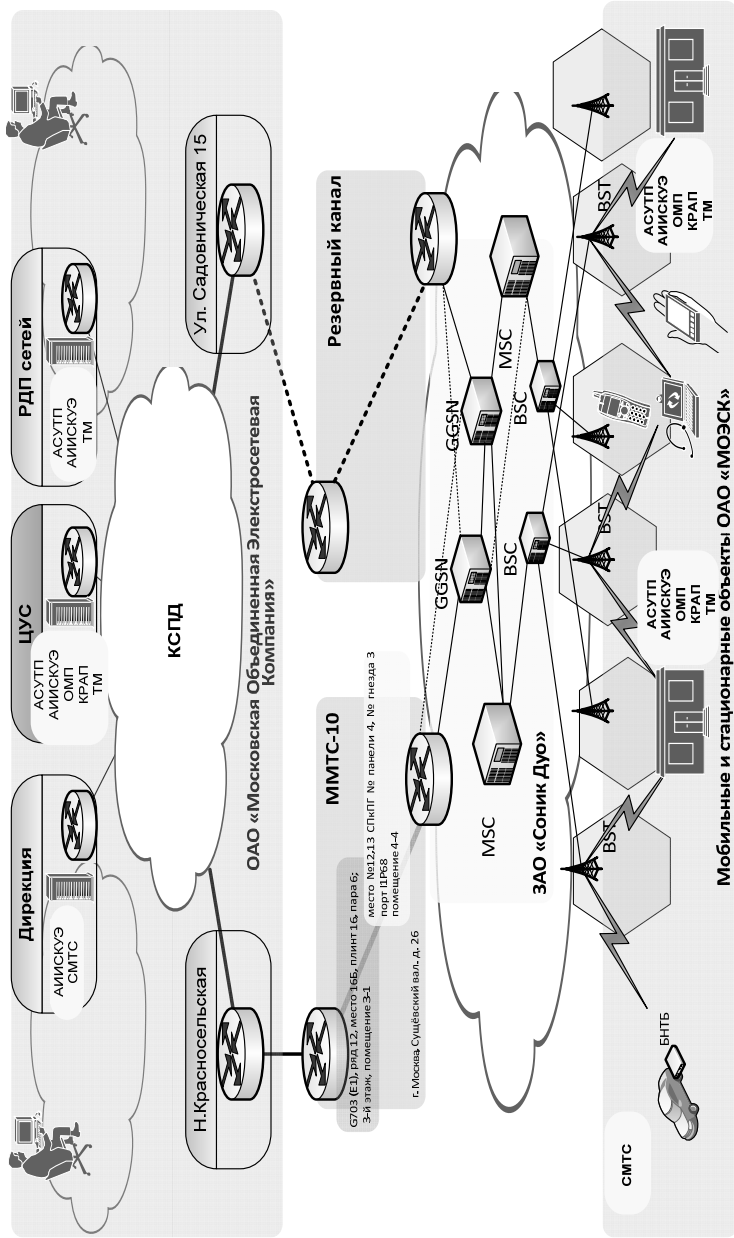


Рис. 5.7. Организация беспроводного доступа в автоматизированных системах МОЭСК на основе СПД операторов сотовой связи

– L2TP (дает возможность выдачи адресов на стороне абонента, но вводит определенные ограничения);

– через выделенный канал, подключаемый к граничному маршрутизатору сети филиала Оператора, с возможным шифрованием трафика внутри канала.

Выделенные линии:

– Ethernet и G.703 (E1) с дискретностью по 64 кбит и протоколами;

– Frame Relay;

– PPP;

– Cisco HDLC.

Выделяемые IP-адреса для абонентских устройств присваиваются:

– из зарезервированного на оборудовании Оператора пула (диапазона) IP-адресов private networks (пример: 10.168.0.0/16) в статике. Присвоенные IP-адреса должны быть прописаны для каждого IMSI (уникальный идентификатор для каждого MSISDN) Заказчика в HLR (домашнем регистре);

– из пула диапазона IP-адресов существующей VPN-сети МОЭСК;

– оборудованием клиента, с использованием протокола L2TP.

Размер подсети определяется предполагаемым количеством EDGE-терминалов.

Организация связи МКС – филиала МОЭСК

Система технологической связи МКС – филиала МОЭСК предназначена для передачи информации по запросу верхнего уровня для системы телемеханики, передачу сигналов управления с верхнего уровня на энергообъекты. Данная система технологической связи входит как составная часть в мультисервисную сеть передачи данных МКС – филиала МОЭСК.

Объектами системы связи МКС – филиала МОЭСК являются:

– распределительные пункты РП10 (6, 20) кВ;

– распределительные трансформаторные подстанции РТП10 (6, 20) кВ;

– трансформаторные подстанции ТП10 (6, 20) кВ;

– диспетчерские пункты в районах электрических сетей РЭС (РДП);

– центральная диспетчерская МКС – филиала МОЭСК, включающая в настоящее время два диспетчерских пункта (ЦДП-1 и ЦДП-2 соответственно). В перспективе планируется увеличение до 5 ЦДП;

– система технологической связи предназначена для передачи данных как между структурными подразделениями МКС – филиала МОЭСК, так и со сторонними организациями (филиал Системного оператора – Московское РДУ и др.).

Целью создания системы технологической связи является:

- построение цифровой сети связи в интересах системы телемеханики;
- построение системы оперативной диспетчерской связи с объектами энергоснабжения нижнего уровня;
- повышение надежности системы управления оборудованием;
- снижение времени и затрат на восстановление нормального состояния сети после аварий.

Система технологической связи МКС – филиала МОЭСК создается как открытая, расширяемая, многоуровневая система, использующая цифровое оборудование, имеющая гибкую структуру, которая ориентирована на использование различных технологий связи с учетом многолетней перспективы их развития.

Для реализации системы связи в МКС – филиале МОЭСК, необходимо провести следующие мероприятия:

- разработку принципов построения и методики создания сети связи МКС – филиала МОЭСК с учетом комплексного использования каналов и оптимизации схемы их прокладки в условиях постоянно меняющейся топологии электрической сети;
- организацию каналов связи с объектами системы телемеханики, основанных на цифровых стандартах передачи информации и включающих:

1. Процесс создания системы технологической связи МКС – филиала МОЭСК включает следующие этапы:

- предпроектное обследование объектов, на которых предполагается установить оборудование связи;
- разработку технического задания на создание системы связи;
- разработку проектной документации на создание системы связи;
- согласование и экспертизу проектной документации;
- проведение конкурса по выбору поставщика товаров, работ и услуг по реализации системы связи;
- выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ на объектах МКС – филиала МОЭСК;
- запуск системы связи в опытную эксплуатацию;
- устранение недостатков и запуск системы связи в постоянную эксплуатацию.

2. Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы связи должны соответствовать требованиям технической документации на включенное в него оборудование связи.

3. Организационная структура МКС – филиала МОЭСК позволяет обеспечить построение иерархической системы связи.

4. Распределение почти 14 000 объектов, на которых необходимо установить оборудование связи по обширной территории мегаполиса, требует организацию системы связи МКС – филиала МОЭСК в виде сложной структуры, которая включает в себя линии связи радиальной, цепочечной и древовидной структуры. Линии связи различных структур изображены на рис. 5.8.

Уровень района и МКС – филиала МОЭСК

Условия эксплуатации технических средств системы связи, расположенных в районах и МКС – филиале МОЭСК, должны удовлетворять следующим требованиям:

- рабочая температура окружающей среды от +5 до +40 °С;
- атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа;
- рабочая относительная влажность воздуха до 90 % при температуре +30 °С.

Система связи МКС – филиала МОЭСК должна являться восстанавливаемой, обслуживаемой системой длительного функционирования. Задание требований к уровню надежности системы должно проводиться по следующим параметрам:

- безотказность;
- ремонтпригодность;
- долговечность.

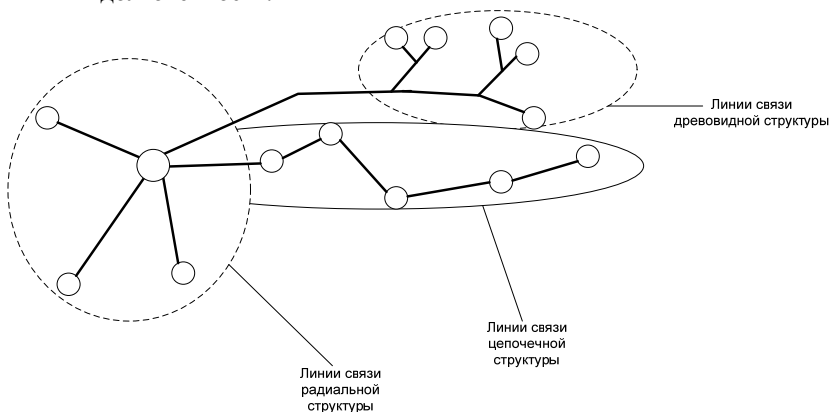


Рис. 5.8. Линии связи различных структур

Значения показателей надежности должны обеспечиваться при заданных условиях эксплуатации.

Выход из строя отдельных функциональных модулей не должен приводить к потере функций системы связи, выполняемых другими модулями.

Должен быть предусмотрен контроль правильности выполнения функций и диагностирование работоспособности элементов системы связи с точностью до модуля оборудования связи в соответствии с его функциональными возможностями в части самодиагностики или нарушений правильного функционирования. Все отказы и нарушения должны фиксироваться в БД, выдаваться как сообщения и архивироваться.

Система должна обеспечить круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию каждого элемента системы.

Ремонтопригодность оборудования системы связи должна обеспечиваться заменой поврежденных блоков или типовых элементов замены (ТЭЗ) из комплекта запасных инструментов и принадлежностей (ЗИП) с последующим ремонтом поврежденного оборудования в сервисном центре.

Оборудование системы связи должно быть рассчитано на непрерывный режим функционирования (24 часа в сутки, 7 дней в неделю, 365 дней в году).

Все средства системы связи должны функционировать в режиме, предусматривающем круглосуточное эксплуатационное обслуживание.

Технические решения сбора и передачи в ЦУС филиалов и на диспетчерские пункты РЭС

Верхним уровнем технологической сети связи МКС – филиала МОЭСК является цифровая производственно-технологическая сеть связи (ЦПТСС), построенная на базе волоконно-оптических систем передачи (ВОСП). Центральный узел связи МКС – филиала МОЭСК и периферийные узлы связи территориально располагаются на тех же объектах, что и диспетчерские пункты РЭС.

Основу сети составляют пять магистральных узлов (МУ) (рис. 5.9). Периферийные узлы (ПУ) подключаются к ближайшему магистральному узлу оптическим 1Gigabit Ethernet-интерфейсом подходящей дальности.

Магистральные узлы первого уровня (МУ-1 и МУ-4) связаны между собой и с каждым из оставшихся магистральных узлов второго уровня (МУ-2, МУ-3, МУ-5).

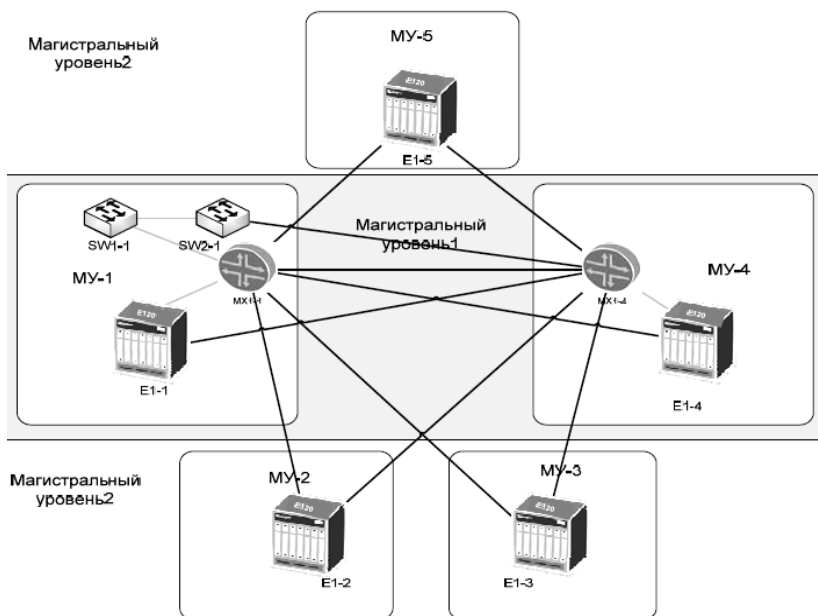


Рис. 5.9. Магистральные узлы связи

Магистральные узлы второго уровня связаны только с магистральными узлами первого уровня. Таким образом, трафик между любыми двумя магистральными узлами обязательно пройдет через узел уровня. Наличие двух узлов первого уровня обеспечивает резервирование всей магистрали – выход любого из магистральных узлов первого уровня не остановит работу магистрали в целом, так как существуют резервные связи через оставшийся узел. Магистральные узлы сети соединяются высокоскоростными интерфейсами (10Gigabit Ethernet) по технологии DWDM.

Связи между узлами осуществляются через DWDM-сеть, построенную на основе мультиплексоров производства компании ADVA Optical Networking. В решении используется система спектрального уплотнения ADVA FSP 3000 на базе технологии плотного спектрального мультиплексирования DWDM. Для организации магистральных каналов связи мультиплексоры ADVA FSP 3000 устанавливаются на площадках МУ-1, МУ-2, МУ-3, МУ-4, МУ-5 и соединяются в двойное кольцо (рис. 5.10).

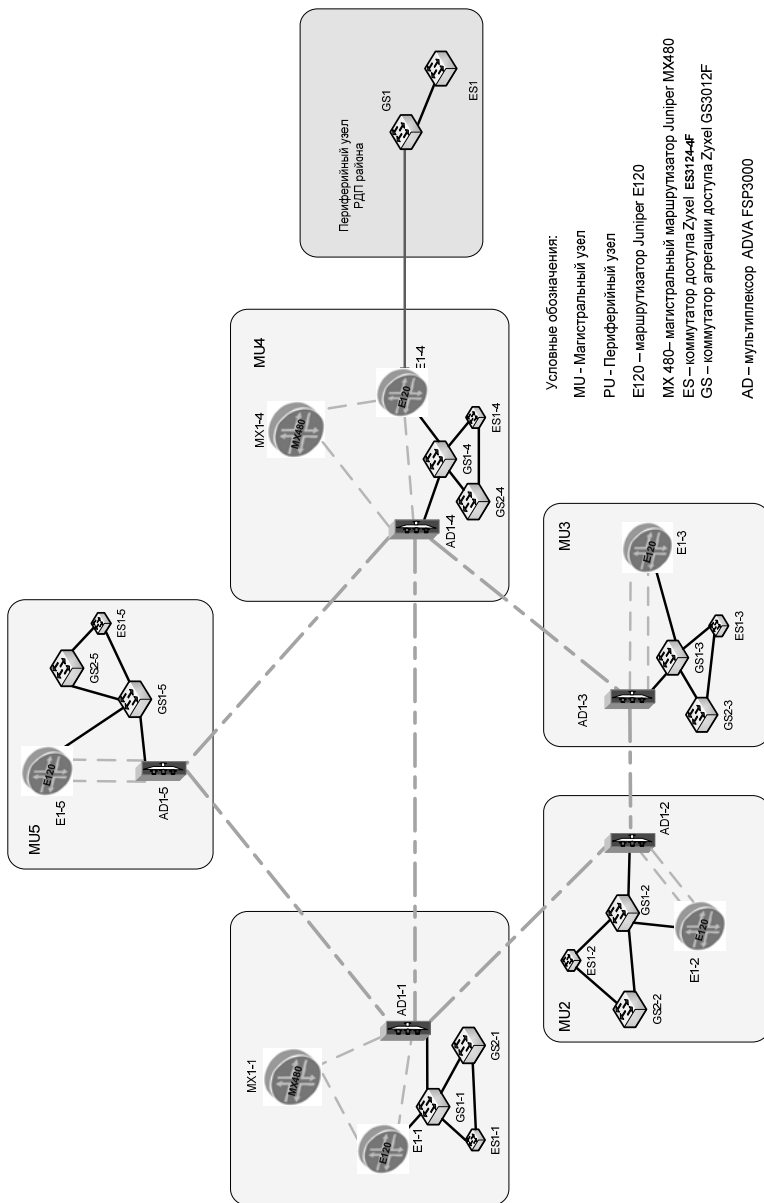


Рис. 5.10. Двойное кольцо

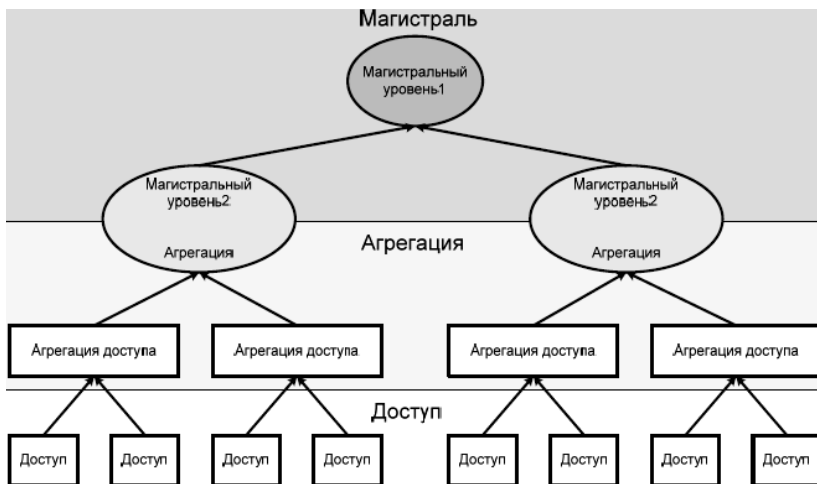


Рис. 5.11. Структура МСПД

Логически магистральная система передачи данных (МСПД) представляет иерархическую структуру, состоящую из магистрального уровня, уровня агрегации и уровня доступа (рис. 5.11). Связь между элементами одного уровня осуществляется через вышележащий уровень.

Уровень агрегации объединяет узлы доступа и соединяет их с магистралью. На уровне агрегации также решается задача управления сервисами. В качестве платформы агрегации выбран сервисный маршрутизатор Juniper E120. Соединения E120 с магистральными маршрутизаторами MX480 осуществляются интерфейсами 10 Gigabit Ethernet. Каждый маршрутизатор E120 соединен с двумя различными магистральными маршрутизаторами MX480 в целях обеспечения отказоустойчивости. В качестве коммутаторов агрегации доступа выбран Gigabit Ethernet коммутатор Zyxel GS3012F. Коммутаторы доступа для конечных подключений 24-портовые Fast Ethernet-коммутаторы Zyxel ES-3124-4F. На основе этих коммутаторов строятся виртуальные локальные сети VLAN. Уровень доступа для сетей внутреннего пользования строится по модели SVLAN, когда каждый сервис размещается в соответствующий VLAN коммутатора, который может иметь несколько локально подключенных абонентов. Выделение сервиса в отдельный VLAN дает максимум гибкости при настройке отказоустойчивости.

Следовательно, уровень доступа для технологической сети строится на C-VLAN-модели построения широкополосных Metro-Ethernet сетей. Каждый потребитель услуг (датчик, абонент, объект, офис и т.д.) подключается в отдельный порт и VLAN, которому соответствует отдельный виртуальный IP-интерфейс. Такой подход не только повышает защищенность сети доступа (подключения лишены возможности влиять каким-либо образом друг на друга), но и упрощает диагностику возникающих проблем, упрощает решение задачи управления.

5.3. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ 6 – 20 кВ

Система DMS, реализованная на базе единого программного обеспечения разработки компании GE Energy, внедрена лишь в части решения задач ОИК и выполняет функции по сбору, хранению и отображению данных телемеханики от объектов 35 – 220 кВ [3]. Сбор телемеханики с объектов 6 – 20 кВ не осуществляется, так как объекты не телемеханизированы и не прорисованы в модели сети МОЭСК. В связи с тем, что телемеханика на большинстве объектах 35 – 220 кВ устаревшая и не имеет возможности передавать данные в стандартном протоколе ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, сбор данных осуществляется с использованием шлюза (конвертора) протоколов, который выполняет преобразование потоков данных от объектов 35 – 220 кВ к стандартным протоколам. Использование такой схемы передачи данных усложняет настройку программно-технических средств и снижает надежность передачи данных. Программно-технические комплексы DMS (ОИК) распределены по ЦУС филиалов и ЦУС МОЭСК, что затрудняет обслуживание технических и программных средств в связи с нехваткой специалистов и территориальной распределенностью объектов, а также требует наличия подготовленных серверных помещений. Диспетчерская служба уровня ЦУС МОЭСК решает неоперационные задачи мониторинга текущего состояния сети в части объектов 35 – 220 кВ. Отображение данных реализовано на базе DMS (ОИК) с использованием диспетчерских щитов, что требует инженерно подготовленных помещений для размещения программно-технических средств и средств коллективного отображения данных. Диспетчерская служба филиалов решает задачи управления сетью своей операционной зоны в части объектов 35 – 220 кВ. Отображение данных реализовано на базе DMS (ОИК) с использованием диспетчерских щитов, что требует инженерно подготовленных помещений для размещения программно-технических средств и средств коллективного отображения данных, которые не везде имеются. Постановка задачи, подготовка

программы работ и формирование отчетов никак не автоматизированы. На уровне РЭС и объектов 0,4 – 20 кВ сбор телемеханики организован лишь в отдельных пилотных зонах на базе локальных SCADA-систем, которые не дают единой картины по сети, а предоставляют набор отдельных однолинейных схем объектов (см. табл. 5.5 и рис. 5.12).

Диспетчерам приходится решать задачи управления сетью своей операционной зоны с использованием мозаичных щитов либо вообще по бумажным схемам. Управление работами в сети и формирование отчетов никак не автоматизированы и отнимают много времени у диспетчера. Помещения большинства РЭС не оборудованы необходимыми инженерными системами для создания программно-технических средств коллективного отображения информации.

Отсутствие единого call-центра приводит к тому, что диспетчерам всех уровней приходится отвечать на звонки потребителей электроэнергии, отвлекаясь от решения первоочередных задач оперативного управления сетью.

Состояние систем в части оснащения средствами АСТУ в РЭС по филиалам МОЭСК:

5.5. Существующие типы систем ТМ

Тип ТМ	Производитель	Где применяется	Протоколы обмена КП-ПУ	Наличие собственного ОИК
ПТК Деконт	ООО «Компания ДЭП», г. Москва	МКС на большей части автоматизированных объектов; на части объектов ЮЭС	Закрытый проприетарный; МЭК доступен как опция для сторонних ОИК	ОИК Деконт – специализированная разработка под проект
ПТК Энтек	«Энтелс», г. Москва	РЭС ЗЭС; на части объектов ЮЭС (Московский РЭС)	МЭК 60870-5-101/104	SCADA-система ЭНТЕК
ПТК ITDS	ПиЭлСи Технолджи, г. Москва	МКС	МЭК 60870-5-101/104	Нет, применяется любой ОИК
Комплекс «Черный ящик»	НТЦ «Госан», г. Москва	Можайский РЭС	МЭК 60870-5-101/104	Специализированная разработка на базе компонентов редактора схем Модус
Конус	–	Волоколамский РЭС; в небольшом количестве старая версия в МКС	Modbus	Нет, в качестве ОИК применяется SCADA-система Genesis

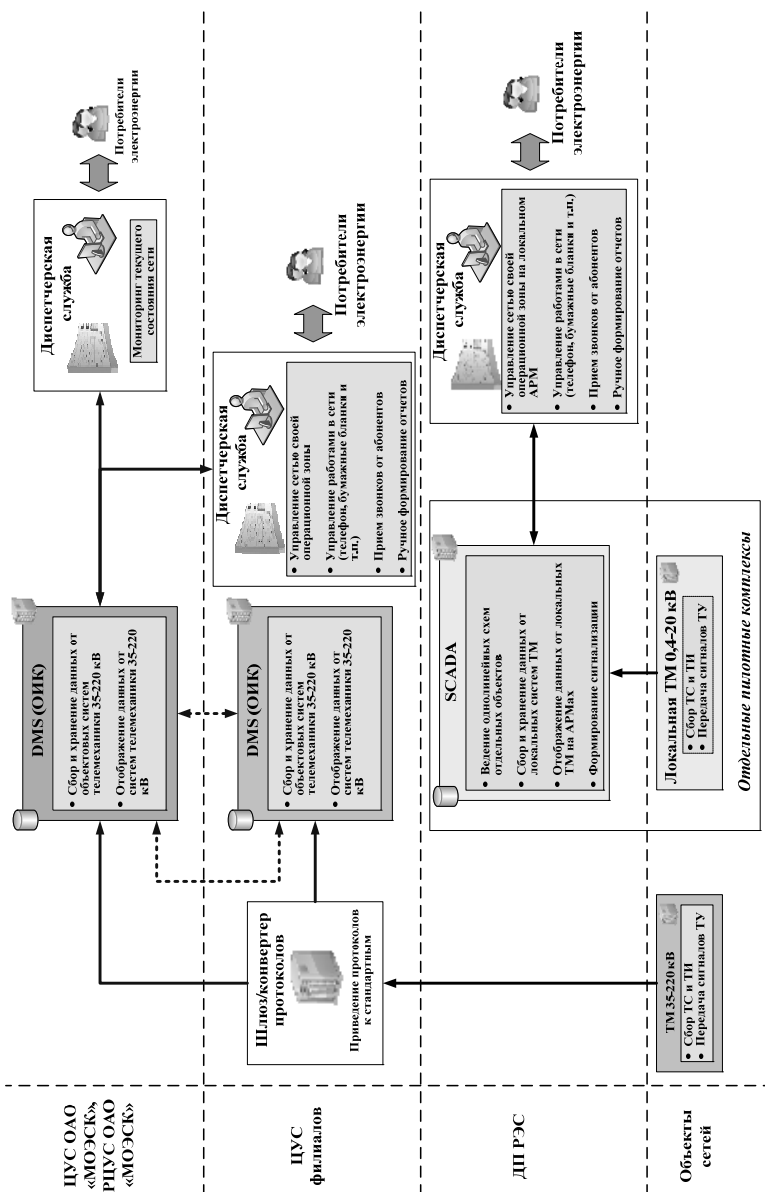


Рис. 5.12. Текущее состояние системы АСУ

– Северные электрические сети – автоматизированные диспетчерские щиты в Красногорском, Химкинском (объединенный) и Мытищинском РЭС. ОИК по объектам РЭС не применяется;

– Южные электрические сети – автоматизированный диспетчерский щит в Московском РЭС. Используемый в РЭС ОИК верхнего уровня – SCADA-система ЭНТЕК;

– Западные электрические сети – объединенный автоматизированный диспетчерский щит для Волоколамского, Шаховского и Лотошинского РЭС. Используемый в РЭС ОИК верхнего уровня – SCADA-система Genesis 32 (Волоколамский РЭС) и SCADA-система ЭНТЕК (остальные РЭС);

– Восточные электрические сети – все щиты неактивные, ОИК не применяется;

– Московские кабельные сети – применяется активный щит на ЦДП. Используемый ОИК верхнего уровня – ОИК Деконт.

Для повышения наблюдаемости и управляемости распределительным электросетевым комплексом, повышения эффективности системы оперативно-технологического управления, а также снижения среднего времени восстановления электроснабжения потребителей МОЭСК необходима информационная система управления восстановлением электроснабжения (OMS) (рис. 5.13), которая контролирует электроснабжение потребителей и управляет работами в сети.

Современная система OMS является неотъемлемой частью комплексного продукта, предоставляет аналитическую поддержку, необходимую для более быстрого обнаружения и устранения перебоев в электроснабжении. OMS-система, тесно связанная с DMS, обеспечивает повышенный уровень функциональных возможностей, которые способствуют увеличению надежности сети электропередачи. OMS обладает серьезными функциональными возможностями по локализации неисправностей, определению типа неисправности и восстановлению электроснабжения.

DMS усилена функциональными возможностями современной системы OMS, позволяющими на основе анализа динамического состояния сети локализовать неисправности с помощью телеметрических датчиков, а при их отсутствии – систем Smart-metering и информации, получаемой от call-центров, что позволяет анализировать и предоставлять диспетчерам выбор многоуровневых схем коммутации. OMS позволяет этим системам функционировать на основе модели сети любой возможной конфигурации, а также определять ущерб (отключенное количество потребителей) с последующим формированием отчета.

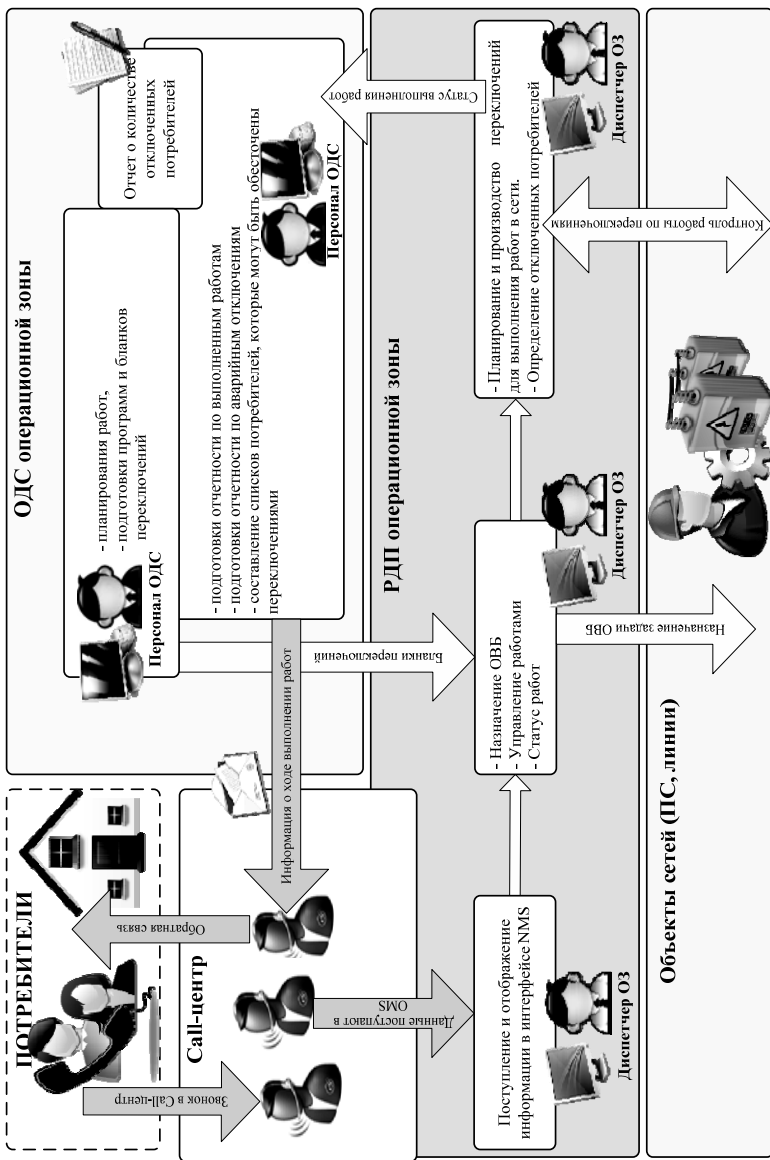


Рис. 5.13. Необходимая функциональная схема работы OMS-системы

Система OMS должна выполнять следующие функции:

- прием данных от операторов call-центра;
- ведение истории аварийных отключений;
- предоставление диспетчеру данных о локализации места аварии на основе данных мониторинга состояния сети, звонков абонентов, данных учета электроэнергии;
- формирование сообщений для информирования абонентов (обратная связь диспетчера с оператором call-центра);
- ведение журнала диспетчера, формирование отчетов;
- контроль включенных и отключенных потребителей;
- выявление фактов и причин отключения оборудования;
- ведение базы данных потребителей с адресной привязкой;
- формирование предложений и подготовку мероприятий по восстановлению электроснабжения;
- формирование общей сводки по состоянию сети.

Внедрение информационной системы управления восстановлением электроснабжения (OMS) позволит:

- повысить эффективность труда и оптимизировать загрузку оперативно-диспетчерского персонала;
- сократить сроки ликвидации технологических нарушений и аварий;
- снизить среднее время восстановления электроснабжения потребителей;
- обеспечить наблюдаемость электрическими сетями компании.

В качестве технического решения для реализации задач управления восстановлением электроснабжения предлагается создать OMS-систему на базе программных продуктов GE Energy и интегрировать с существующей DMS-системой.

Call-центр

Call-центр – центр обслуживания звонков, используемый для получения и передачи больших объемов информации, поступающей в виде запросов по телефону.

Call-центр производит администрирование входящего потока запросов от потребителей. Также при планировании ремонтов и переключений персонал ОДС может составлять списки абонентов, которые могут быть затронуты переключениями и отправлять эти списки для оповещения абонентов оператору call-центра.

Интерфейс OMS должен обеспечить оператору call-центра следующий функционал:

- быстрого поиска информации по потребителю сети при получении звонка от потребителя;

- записи информации, сообщаемой потребителем в систему OMS;
- просмотра данных о предыдущих звонках и сообщениях потребителей.

Оператор call-центра должен обрабатывать звонок и заполнять необходимые данные (адрес потребителя, информацию об аварии). При повторении звонков с этого же центра питания система увеличивает категорию аварийности. При поступлении большого количества звонков оператор call-центра должен предоставить потребителю информацию о том, что работы уже ведутся и приблизительное время восстановления электроснабжения.

Информация поступает диспетчеру, где выполняются действия по ликвидации аварии.

В отдельных случаях оператор call-центра перезванивает потребителю для получения информации, подтверждающей ликвидацию аварии.

Создание call-центра значительно снизит непрофильную нагрузку на персонал ОДС в части общения и регистрации обращений потребителей.

Функции, возлагаемые на call-центр:

- прием звонков от потребителей;
- регистрация заявок от потребителей в системе OMS;
- группирование звонков от потребителей;
- предоставление потребителям информации о неисправностях в сети и времени их устранения.

Варианты создания call-центра:

- собственный;
- арендованный;
- совместно с «Мосэнергосбыт».

Интеграция call-центра с создаваемой OMS-системой будет выполняться на базе программного обеспечения CallTaker по средствам «тонкого» клиента на единой базе программных продуктов АСУ ЭС.

Система управления аварийно-восстановительными работами

Система управления ОВБ

Функции системы:

- постановка задачи ремонтным бригадам (формирование программ работ);
- обратная связь с ремонтной бригадой (контроль выполнения работ);
- интеграция с ГИС-системой.

Внедрение системы ОВБ совместно с ГИС-системой позволит уменьшить время на восстановление сети после аварий и более эффективно управлять выездными бригадами.

Задачи управления ОВБ решаются в рамках создаваемой OMS-системы на базе программных продуктов GE Energy, а также за счет оснащения бригад мобильными устройствами с необходимым программным обеспечением GE Energy для передачи данных в OMS-систему. Также задачи управления ОВБ частично решаются в рамках ГИС-системы.

Геоинформационная система (ГИС):

Функции системы:

- мониторинг положения ремонтных бригад;
- прокладка оптимальных маршрутов до места работ;
- интеграция с системой оперативного управления бригадами;
- топологическая привязка объектов электрохозяйства.

В качестве рабочего места диспетчера предполагается использовать «тонкий» клиент на основе интернет-браузера, позволяющий осуществлять регламентированный доступ к электронным картографическим материалам. Публикация электронных карт должна осуществляться серверным ГИС-приложением, обладающим следующей функциональностью:

- прием координат от ГЛОНАСС/GPS;
- хранение в общей базе данных векторных слоев карты территории Московской области;
- обеспечение возможности совместного редактирования картографии;
- обеспечение инструментария администрирования доступа к электронным картографическим материалам.

Необходимо предусмотреть механизм локального хранения части картографических материалов, соответствующий зоне ответственности диспетчера, для обеспечения возможности автономного функционирования ГИС на рабочих местах.

Мониторинг положения ремонтных бригад

Для решения задачи мониторинга положения ремонтных бригад на основе приема координат от систем глобального позиционирования необходимо реализовать интеграцию серверного ГИС-приложения с развернутой у Заказчика автоматизированной системой мониторинга транспортных средств (АС МТС). В части мониторинга приложения бригад АС МТС обладает следующей функциональностью:

- выбор слоев электронной карты для отображения на рабочем месте диспетчера;

- отображение на электронной карте местоположения транспортных средств на основе приема сигнала от датчиков системы глобального позиционирования;
- определение параметров работы и вида картографического представления;
- идентификация объектов электронной карты;
- поиск объектов электронной карты;
- редактирование справочников объектов электронной карты и типов транспортных средств.

«Тонкий» клиент ГИС, используемый на рабочем месте диспетчера, должен отображать данные, поступающие от АС МТС. Картографические материалы, используемые для публикации серверным ГИС-приложением, должны учитывать специфические свойства объектов обслуживания. Функциональность рабочего места диспетчера должна позволять редактирование векторных слоев, содержащих объекты обслуживания. Должна быть реализована возможность импорта картографических данных из АС МТС.

Прокладка оптимальных маршрутов до места проведения работ

Для решения задачи прокладки оптимальных маршрутов ремонтных бригад до места проведения работ на рабочем месте диспетчера необходимо использование картографических материалов, поддерживающих навигационную функциональность.

АС МТС в части прокладки маршрутов обладает следующими возможностями:

- прокладка маршрутов по точкам, определенным диспетчером;
- ручная настройка параметров каждого маршрута;
- определение и сохранение эталонных маршрутов.

Необходима интеграция ГИС с АС МТС в виде подготовки пользовательских слоев, учитывающих специфические свойства объектов обслуживания, и загрузки их в каталог карт АС МТС.

Топологическая привязка объектов электрохозяйства

Для решения задачи топологической привязки объектов электрохозяйства необходимо использовать настольное ГИС-приложение со следующей функциональностью:

- работа с различными координатными системами;
- выполнение перепроектирования векторных данных в автоматизированном режиме;
- добавление топологических свойств векторным объектам слоев электронных карт;
- автоматизированная проверка топологических свойств.

Целесообразно определение роли редактора картографических материалов. Установка программного обеспечения с требуемым уров-

нем функциональности должна быть осуществлена только на рабочих местах сотрудников, определенных в качестве редакторов.

Интеграция с системой оперативного управления бригадами

Для решения задачи интеграции ГИС с системой оперативного управления бригадами необходима разработка интерфейса «тонкого» клиента, позволяющего осуществлять взаимодействие с динамическими объектами карты. Мобильным бригадам, отображаемым на рабочем месте диспетчера в виде таких объектов, должны присваиваться описание и параметры, определяемые диспетчером. Необходима интеграция с АС МТС в части загрузки данных о мобильных бригадах в ГИС.

Итак, для решения задач ГИС предлагается внедрить модуль геоинформационной системы распределительных электрических сетей – Smallworld на единой базе программных продуктов АСУ ЭС. Для получения данных о местоположении транспортных средств необходимо выполнить интеграцию ГИС-системы с существующей в МОЭСК системой мониторинга транспортных средств.

5.4. ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ

Система коллективного отображения информации – обеспечение единой среды визуализации, предоставления диспетчерскому персоналу необходимых технических средств оперативно-технологического (диспетчерского) управления работой электрических сетей. Система коллективного отображения информации должна иметь модульную архитектуру и обеспечивать расширение функциональных возможностей путем простого подключения дополнительных модулей [3].

Диспетчерский щит может исполняться на базе видеомодулей или мозаичных элементов.

Преимущество систем отображения информации:

- модульность конструкции;
- не требует дальнейшего расширения при изменении структуры электрических сетей (при условии правильности определения разрешения экрана);
- возможность отображения всех видов информации.

Мозаичный щит из элементов с нанесенной на них мнемосхемой вставляется в металлический каркас, выполненный в виде решетки, являющейся основой. Некоторые элементы мнемосхемы являются активными. Такие элементы имеют встроенные светящиеся поверхности, состоящие из светодиодов или светодиодных матриц и платы управления. Технические средства отображения информации на мнемосхеме диспетчерского щита представляют собой распределенную сеть различных устройств, состоящую из блоков управления панели (БУП),

блоков управления индикаторами (БУИ), блоков индикаторов теле-сигналов. Активные светодиодные элементы подключаются к БУИ. БУИ производит прием информации по линии связи от контроллера управления щитом (ЦППС). Индикаторы конструктивно выполнены на базе мозаичной ячейки диспетчерского щита, на которой устанавливается печатная плата с индикатором и токозадающими регистрами.

Режим работы щита круглосуточный (24 часа/7дней в неделю/365 дней в году).

Этапы создания мнемонического диспетчерского щита:

- предпроектное обследование;
- разработка, согласование и утверждение РД;
- поставка оборудования;
- монтаж оборудования;
- пусконаладка поставляемого оборудования;
- приемо-сдаточные испытания и сдача системы в эксплуатацию;
- обучение эксплуатационного персонала.

Инженерное обеспечение

Диспетчерские пункты должны содержать следующие зоны:

- диспетчерский зал, рассчитанный на размещение рабочих мест диспетчеров, с выделенными зонами для хранения оперативной документации;
- техническое помещение для обслуживания динамического диспетчерского щита;
- раздевалка для оперативного персонала;
- помещение для приема пищи;
- комната отдыха, психологической разгрузки, оценки и коррекции функционального состояния и работоспособности персонала дежурной смены;
- санузел с душевой кабиной;
- комната подготовки диспетчеров;
- комната наблюдения для размещения двух рабочих мест руководителей.

Технологическая зона диспетчерских пунктов включает:

- серверное помещение (размещение серверного оборудования как ПТК АСУ ЭС, оборудования системы информационной безопасности, ЛВС и др.);
- электрощитовую с выделением зоны для установки ИБП;
- узел связи (используется для размещения диспетчерского коммутатора, оборудования каналообразования);

– помещение воздухоподготовки для размещения оборудования системы прецизионного кондиционирования и фильтрации воздуха для помещений серверной, узла связи, технологической зоны видеостены;

– помещение (или выделенная технологическая зона) для размещения системы оборудования системы автоматического газового пожаротушения.

При проведении строительной подготовки помещений диспетчерского зала должны быть выполнены следующие требования:

– освещение диспетчерского зала должно обеспечивать безбликовую наблюдаемость рабочего поля щита, рабочих столов и мониторов, равномерного освещения рабочих мест диспетчеров с заданным уровнем освещенности и возможностью его регулирования;

– акустическое оформление диспетчерского щита должно обеспечивать подавление эха в зале и снижение уровня шума извне до уровня не выше 50 дБ;

– компоновка рабочих мест диспетчерского персонала, выбор оборудования и мебели выполнить согласно «Общим техническим требованиям к рабочему месту диспетчера электроэнергетического объекта» РД-09-123-001-02 ОАО «Электроцентралладка» 2002 г.

Требования к оборудованию помещений ДП инженерными системами

Система электроснабжения обеспечивает организацию специальных режимов энергоснабжения оборудования ДП, работоспособность которого критична к перерывам и сбоям электропитания.

Для обеспечения гарантированного питания должна быть предусмотрена дизель-генераторная установка (ДГУ).

Установка ДГУ должна быть мобильной и иметь конструкцию, предусматривающую возможность ее эксплуатации персоналом филиала либо специализированной обслуживающей организацией.

Для обеспечения бесперебойного электропитания производится поставка ИБП. Все источники питания (ДГУ и ИБП) для увеличения надежности выполняются по схеме $N + 1 (2N)$, где N – мощность нагрузки.

Все помещения ИБП обеспечиваются кондиционерами для поддержки заданного температурного режима и предотвращения перегрева оборудования и АКБ. Система кондиционирования в указанных помещениях должна быть выполнена по схеме $N + 1$. Температура в помещении не должна превышать +25 °С.

Время поддержки автономной работы ИБП при отсутствии ДГУ и двух вводов (3-х вводов) должно быть не менее 4 (четырёх) часов,

а при наличии ДГУ не более 5...10 мин (время, достаточное для запуска ДГУ с выходом на рабочий режим).

В систему электропитания оборудования ДП входят следующие подсистемы:

- сеть электроснабжения вычислительной сети (выделенное электропитание);
- сеть технологического электроснабжения (электропитание оборудования промышленного кондиционирования, других инженерных систем);
- сеть бытового электроснабжения (бытовое электропитание);
- сеть электропитания рабочего и аварийного освещения;
- заземление.

Система электроснабжения оборудования должна иметь отдельные щиты для подключения выделенной, технологической и бытовой сетей электропитания. Электроснабжение оборудования должно отвечать требованиям ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», Правилам устройства электроустановок (Раздел 7 Электрооборудование специальных установок, п. 7.1.32) и требованиям пожарной безопасности, установленным в ППБ 246–97. Система промышленного кондиционирования воздуха технологических помещений предназначена для обеспечения оптимальных температурно-влажностных условий для функционирования оборудования серверного помещения, электроцеховой, системы коллективного отображения информации и технологического оборудования. Проектирование системы промышленного кондиционирования воздуха (СПКВ) осуществляется в соответствии с действующими в России санитарными и строительными нормами и правилами.

Необходимо обеспечить взаимосвязь и совместимость СПКВ со смежными системами (пожарной сигнализацией, системой доступа). Система видеонаблюдения (СВН) обеспечивает выполнение следующих функций:

- наблюдение за обстановкой в охраняемых зонах в условиях аварийной и обычной освещенности (чувствительность камер – не менее 0,1 люкс, разрешающая способность – не менее 420 ТВЛ);
- устойчивую работу во всем диапазоне температур местного климата;
- вывод и запись изображений от всех видеокамер на автоматизированном рабочем месте (АРМ) круглосуточного поста охраны;
- запись видеoinформации в соответствии с заданным алгоритмом и возможность ее хранения в течение 7 дней;

– разрешение при записи и воспроизведении изображений должно быть не хуже 420 ТВЛ.

При разработке плана размещения камер учитывается необходимость контроля всех подходов к офисным, вспомогательным и технологическим помещениям ДП, включая:

– коридоры, подходящие к помещению диспетчерского пункта, входы в диспетчерский зал, включая аварийный выход, вход в помещение серверной.

Система контроля и учета доступа ДП обеспечивает: автоматический контроль и предоставление доступа в помещения по бесконтактным картам-пропускам, разблокирование дверей, расположенных по маршруту эвакуации людей при возникновении пожара, отображение сигнала тревоги на автоматизированном рабочем месте (АРМ) круглосуточного поста охраны, в случае попытки несанкционированного проникновения в зону доступа, протоколирование событий в системе и возможность вывода отчетов за контрольный период времени на любом автоматизированном рабочем месте.

Система охранной сигнализации выполняется на основе оборудования, имеющего российский сертификат соответствия и входящего в Перечень технических средств охранной и охранно-пожарной сигнализации, разрешенных к применению на объектах различных форм собственности на территории РФ в 2008 г. Постановка (снятие) помещений под (с) охрану (охраны) осуществляется как с пульта управления, так и с помощью автоматизированного рабочего места (АРМа) оператора системы по разделам (по согласованию с Заказчиком определяется, какие помещения и каким образом должны ставиться/сняться с охраны). В обязательном порядке средствами охранной сигнализации блокируются все окна и двери по периметру объекта. Остекленные конструкции блокируются «на открывание» магнитоконтактными извещателями и «на разрушение» – акустическими извещателями. Двери блокируются «на открывание» магнитоконтактными извещателями. Объемы прилегающих к периметру помещений блокируются инфракрасными пассивными извещателями. Двери главного входа, запасных выходов должны быть выделены в самостоятельные охранные зоны. Система пожарной сигнализации обеспечивает обнаружение очага возгорания на ранней стадии возникновения возгорания. Средствами пожарной сигнализации оборудуются все помещения ДП филиалов независимо от их назначения. Количество и типы извещателей по физическому принципу и их размещение определяются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Система оповещения предусматривается для передачи речевой информации и сообщений в случае чрезвычайных ситуаций, транслирования

рекламных объявлений. Система оповещения (СО) проектируется согласно требованиям НПБ 104–95 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях». Средствами оповещения оборудуются все помещения ДП РЭС МОЭСК независимо от их назначения. Количество, типы устройств оповещения по физическому принципу и их размещение определяются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Структурированная кабельная система (СКС) обеспечивает физический уровень информационной связи между пользователями, узлами коммутации и другими объектами ЛВС и системы диспетчерской связи. Локальная вычислительная сеть (ЛВС) предназначена для организации единого информационного пространства ЛВС и предоставляет коммуникационные услуги сетевого, транспортного уровня согласно семиуровневой модели OSI, и обеспечивает услуги прикладного уровня согласно рекомендациям ITU и ISO. Топология разрабатываемой сети должна обеспечить отказоустойчивость сети с минимальным снижением производительности при отказе каналов связи или части оборудования.

В структуру РЭС МОЭСК входит 68 районных диспетчерских пунктов (ДП) (табл. 5.6). Для отображения информации на диспетчерских пунктах филиалов функционируют мозаичные диспетчерские щиты (в Павло-Посадском ДП диспетчерский щит отсутствует). Время установки – с 1969 г. (ДП Луховицких РЭС).

Режим работы щитов в основном «неактивный», т.е. отсутствуют системы управления ДЩ. В «активном» режиме работают только 10 районных УКС ЦО МКС, Химкинский, Мытищинский и Красногорский ДП СЭС, Московский ДП ЮЭС.

В некоторых сетях на диспетчерском щите размещена только часть схем обслуживаемых ПС. Невозможность добавления схем связана с ограниченной емкостью щита и отсутствием ЗИП для модернизации.

Инженерные системы диспетчерских пунктов

На диспетчерских пунктах РЭС в большинстве случаев отсутствует необходимая инженерная инфраструктура (кондиционирование, вентиляция и др.) (табл. 5.7).

Системы электроснабжения не отвечают требованиям, предъявляемым к потребителям первой категории (отсутствуют второй независимый ввод электроснабжения, системы бесперебойного и гарантированного электропитания).

По действующим схемам электропитания РЭС можно объединить в группы:

- двухлучевая от разных ТП – 42 ДП;
- двухлучевая от одного ТП – 8 ДП;
- однолучевая от одной ТП – 14 ДП.

5.6. Состав инженерных систем диспетчерских пунктов РЭС

Наименование системы	ВЭС	ЗЭС	СЭС	ЮЭС	МКС
Всего ДП РЭС	12	7	10	11	28
Система бесперебойного электропитания	1	7	2	7	28
Система гарантированного электроснабжения	1	Нет	2	4	Нет
Система автоматической пожарной сигнализации	2	5	5	6	28
Система автоматического газового пожаротушения	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Система контроля и управления доступом	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Система охраной и тревожной сигнализации	3	3	3	2	28
Система телевизионного наблюдения	Нет	Нет	Нет	1	Нет
Система громкоговорящего оповещения	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Системы промышленного и офисного кондиционирования	10	7	9	11	28

По площади, занимаемой помещениями, диспетчерские пункты РЭС можно объединить в группы:

- до 50 м² – 16 помещений ДП;
- до 100 м² – 45 помещений ДП;
- более 100 м² – 7 помещений ДП.

В 50-ти диспетчерских пунктах РЭС есть наличие зон отдыха, в среднем не превышающих 10 м². В 46-ти ДП РЭС отсутствует выделенное помещение для установки серверного оборудования, только 7 из существующих серверных помещений имеют систему кондиционирования.

Выводы о текущем состоянии и направлениях развития

В настоящий момент в подавляющем большинстве случаев в филиалах МОЭСК используется оборудование российских производителей для систем телемеханики. Иностранные производители представлены значительно реже, в первую очередь это можно объяснить тем, что системы телемеханики в большей своей массе устанавливались в советское время и в начале постсоветского периода, а также высокой стоимостью оборудования иностранного производства.

5.7. Характеристика щитов диспетчерских пунктов операционных зон филиалов

Филиал	РЭС	Год установки ДЩ	Фирма-производитель ДЩ	Исполнение ДЩ (мозачный/видео/комбинированный)	Тип ДЩ (активный/не активный)	Система управления ДЩ
ВЭС	11 районных ДП	1969 – 2006	ОЗАП – филиал ОАО «Мосэнерго», г. Москва	Мозачный	Неактивный	Нет
	Павло-Посадский	–	Нет информации	Нет	Нет	Нет
ЗЭС	6 районных ДП	1969 – 2006	ОЗАП – филиал ОАО «Мосэнерго», г. Москва	Мозачный	Неактивный	Нет
	Можайский	–	Нет информации	Нет	Нет	Нет
СЭС	10 районных ДП	1969 – 2006	ОЗАП – филиал ОАО «Мосэнерго», г. Москва	Мозачный	Неактивный	Нет
	Химкинский, Красногорский	1993	ООО «Эгида»	Мозачный	Активный	Нет
	Мытищинский РЭС	2006	ЗАО «ПОЙСК», г. Ульяновск	Мозачный	Активный	Нет
ЮЭС	2 районных ДП	1969 – 2006	ОЗАП – филиал ОАО «Мосэнерго», г. Москва	Мозачный	Неактивный	Нет
	Московский	2007	ОАО «Интерфейс»	Мозачный	Активный	ОАО «Интерфейс»
	Ленинский	2003	ОАО «Цвет», г. Дзержинск, Нижегородская обл.	Аппликационный	Неактивный	Нет

Продолжение табл. 5.7

Филиал	РЭС	Год установки ДЩ	Фирма-производитель ДЩ	Исполнение ДЩ (мозаичный/видео/комбинированный)	Тип ДЩ (активный/не активный)	Система управления ДЩ
ЮЭС	Серпуховской	1998	ОАО «Завод РЭТО»	Мозаичный	Неактивный	Нет
	Подольский	1999	Нет информации	Мозаичный	Неактивный	Нет
	Подольский (Троицкий уч.)	1991	Нет информации	Мозаичный	Неактивный	Нет
	Домодедовский	1996	Нет информации	Мозаичный	Неактивный	Нет
	Чеховский	1988	Нет информации	Мозаичный	Неактивный	Нет
	Каширский	1995	Нет информации	Мозаичный	Неактивный	Нет
МКС	Серебряно-прудский	1978	Нет информации	Мозаичный	Неактивный	Нет
	22 районных ДП	1969 – 2006	ОЗАП – филиал ОАО «Мосэнерго», г. Москва	Мозаичный	Неактивный	Нет
	10 районных УКС ЦО	1980	Электропульет, г. Ленинград	Мозаичный	Активный	Нет
	5 районных ДП	2009 – 2006	ООО «Рекомэнерго»	Мозаичный	Неактивный	Нет

Выявленные проблемные вопросы оснащения средствами ТМ, ТУ и АСТУ:

- устаревшее силовое оборудование (масляные выключатели) имеет стойкую тенденцию к разрегулировке сигнализирующих контактов положения выключателей. Это приводит к появлению недостоверности информации, а также к увеличению объема работ обслуживающего персонала РЭС для периодической регулировки контактов;

- устаревшее силовое оборудование (масляные выключатели) в большинстве случаев не готово к реализации дистанционного управления. Восстановление возможности дистанционного управления сопряжено с большими затратами;

- на объектах класса РП возможно отсутствие трансформаторов напряжения;

- для контроля однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) требуется наличие установленных трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП), что не всегда выполняется;

- отсутствие выделенных каналов связи (за исключением МКС) приводит к использованию сотовых услуг GSM/GPRS. В настоящее время централизованный закрытый сервис GPRS с выходом в КСПД МОЭСК решает проблему, но требуется установить более жесткие правила для доступа к объектам из КСПД, в особенности с функциями управления;

- все применяемое оборудование средств ТМ должно удовлетворять требованию его эксплуатации в расширенном температурном диапазоне до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$;

- в наличии имеются объекты РЭС, не находящиеся на обслуживании электрических сетей, что приводит к невозможности внедрения и эксплуатации на них средств ТМ;

- отсутствует или недостаточна численность технически грамотного персонала, выделенного для контроля работы и эксплуатации средств ТМ, ТУ и АСТУ;

- по результатам анализа видно, что для использования сигналов ТУ необходимо принимать решение по каждому автоматизируемому объекту РЭС индивидуально. Это не касается объектов МКС, так как они изначально автоматизируются с учетом телеуправления.

Итак, исходя из описанной выше существующей ситуации, можно сделать выводы:

- очень небольшой, за исключением МКС, объем оснащения средствами ТМ, ТУ и АСТУ;

- объектовыми системами ТМ в распределительных сетях будут автоматизироваться только РП и РТП 0,4 – 20 кВ. В МКС необходимо

выполнять автоматизацию ТП, РП и ТРП4. Кроме внедрения средств ТМ на новых объектах также необходимо включить в объем работ объекты, имеющие морально устаревшую систему телемеханики, а также объекты, имеющие средства ТМ на недостаточном уровне (например – реализуется только сбор сигналов ТС);

- для внедрения средств ТМ могут быть препятствия в виде отсутствующих ТН, ТГНП, приводов без управления. Таким образом, внедрение систем ТМ должно поддерживаться соответствующими ремонтными мероприятиями;

- требуется организовать мероприятия по обеспечению объектов на балансе абонентов обслуживанием со стороны электрических сетей. Обслуживание должно осуществляться только при наличии на объекте абонента установленных средств ТМ с передачей информации в диспетчерский центр РЭС;

- необходим дополнительный персонал для эксплуатации средств ТМ и АСТУ, хотя бы на уровне выделенных специалистов в каждом филиале.

5.5. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ АСТУ И ПРОГРАММА ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЭСК

Программа развития системы АСТУ будет реализовываться в несколько этапов. На первом этапе развития системы АСТУ необходимо реализовать следующие задачи (рис. 5.14) [3, 15, 16]:

- оснащение телемеханикой объекты 0,4 – 20 кВ;
- разработка модели сети 0,4 – 20 кВ в DMS;
- оборудование диспетчерских центров необходимыми инженерными системами и программно-техническими средствами коллективного отображения данных;
- выполнить интеграцию с ИВК систем АСТУЭ и АИИС КУЭ с потребителями.

Оснащение телемеханикой объектов 0,4 – 20 кВ позволит повысить наблюдаемость распределительной сети и создать единую модель сети МОЭСК.

Оснащение объектов 0,4 – 20 кВ системами телемеханики будет осуществляться в несколько очередей в соответствии с выбранными критериями телемеханизации. Для приема данных телемеханики от объектов 0,4 – 20 кВ необходимо прорисовать эти объекты в модели сети МОЭСК. Сбор данных от объектов 0,4 – 20 кВ осуществляется по стандартному протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, что

не требует использования промежуточных шлюзов (конверторов) протоколов.

Развитие DMS-системы в части разработки модели сети 0,4 – 20 кВ и ведение единой модели сети позволит обеспечить наблюдаемость распределительной сети, а также создать систему управления восстановлением электроснабжения (OMS).

Диспетчерские службы на всех уровнях будут работать в единой среде DMS-системы, что позволит автоматизировать задачи мониторинга, управления, планирования, анализа и формирования отчетных данных.

Для полноценного функционирования программно-технических средств отображения данных необходимо выполнить оснащение диспетчерских центров всеми необходимыми инженерными системами и средствами коллективного отображения данных.

Интеграция DMS-системы с ИВК АСТУЭ и АИИС КУЭ с потребителями позволит дополнить данные телемеханики данными с интеллектуальных приборов учета, тем самым расширив количество наблюдаемых объектов распределительной сети.

На втором этапе развития системы АСТУ необходимо реализовать следующие задачи (рис. 5.15): создание системы управления восстановлением электроснабжения (OMS); создание call-центра обработки вызовов; интеграция систем DMS, OMS и call-центра [3, 15, 17].

В рамках создания системы управления восстановлением электроснабжения (OMS) необходимо создать базу данных потребителей с адресной привязкой, интегрировать систему OMS с DMS, выполнить привязку потребителей к объектам сети.

Создание единого call-центра позволит централизованно обрабатывать и группировать звонки от потребителей, выдавать информацию об авариях и времени их устранения, а главное разгрузить диспетчеров всех уровней от этой работы. Интеграция call-центра и OMS-системы реализуется на базе «тонкого» клиента, что не требует специальной подготовки операторов.

Система OMS реализуется на единой базе программного обеспечения АСУ ЭС, что позволит тесно интегрироваться с DMS-системой. OMS-система позволит диспетчерским службам всех уровней вести управление инцидентами в сети в единой программной среде, что позволит избежать ошибок, накладок и потери времени.

На третьем этапе развития системы АСТУ необходимо реализовать следующие задачи (рис. 5.16): создание системы ГИС; интеграция ГИС и с существующей системой ТНС; интеграция ГИС с системами DMS и OMS [3, 18].

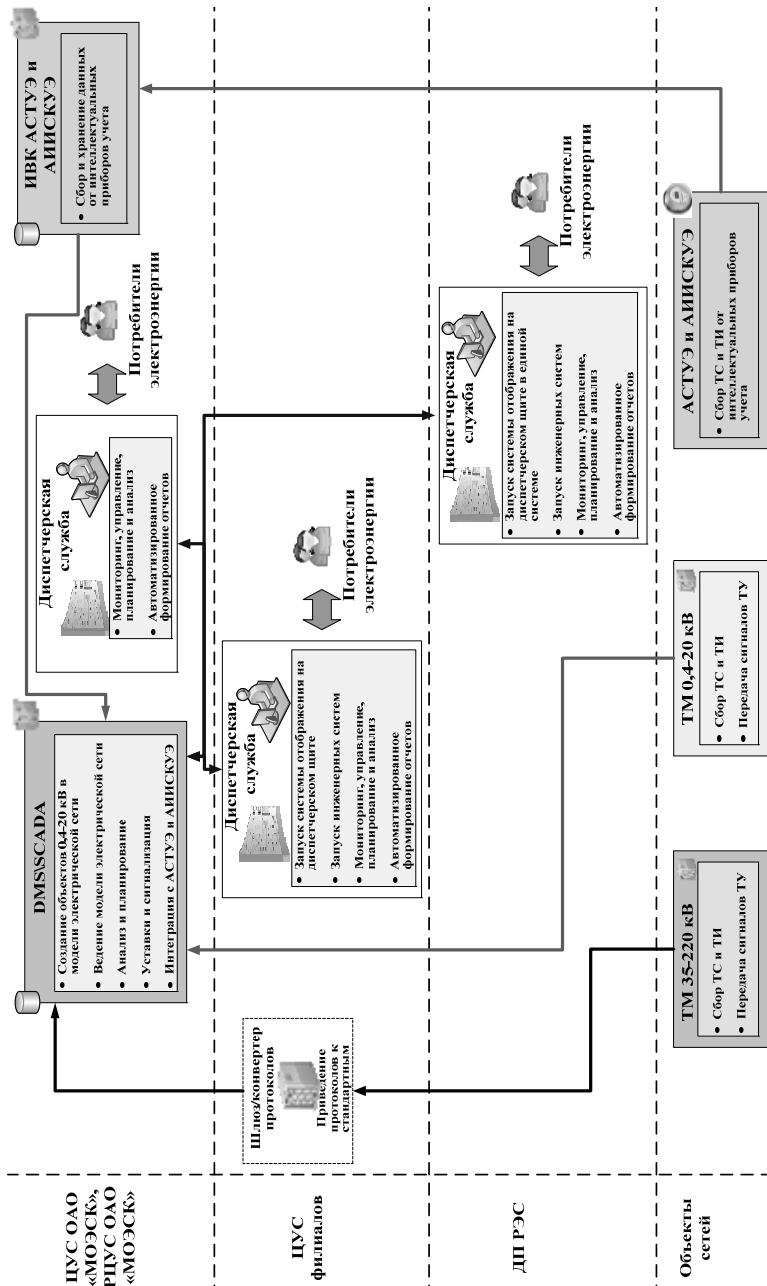


Рис. 5.14. Первый этап развития системы АСТУ

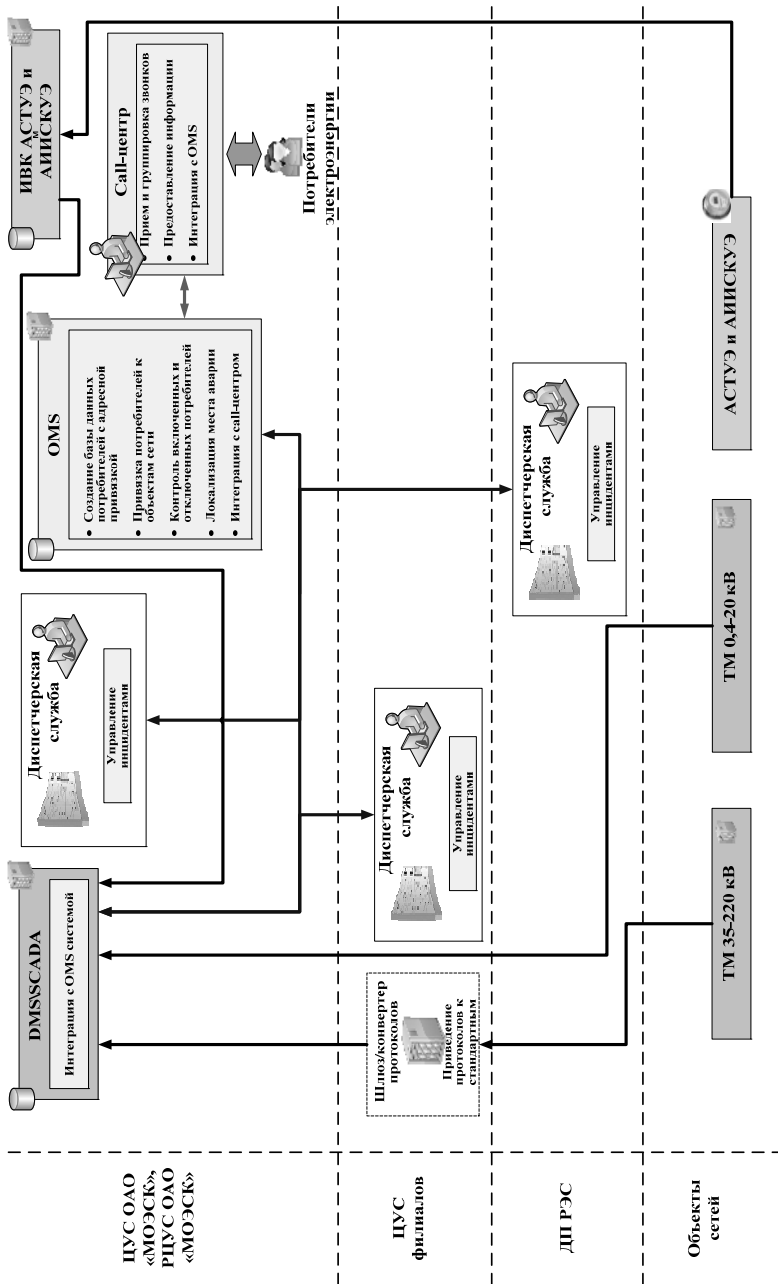


Рис. 5.15. Второй этап развития системы АСТУ

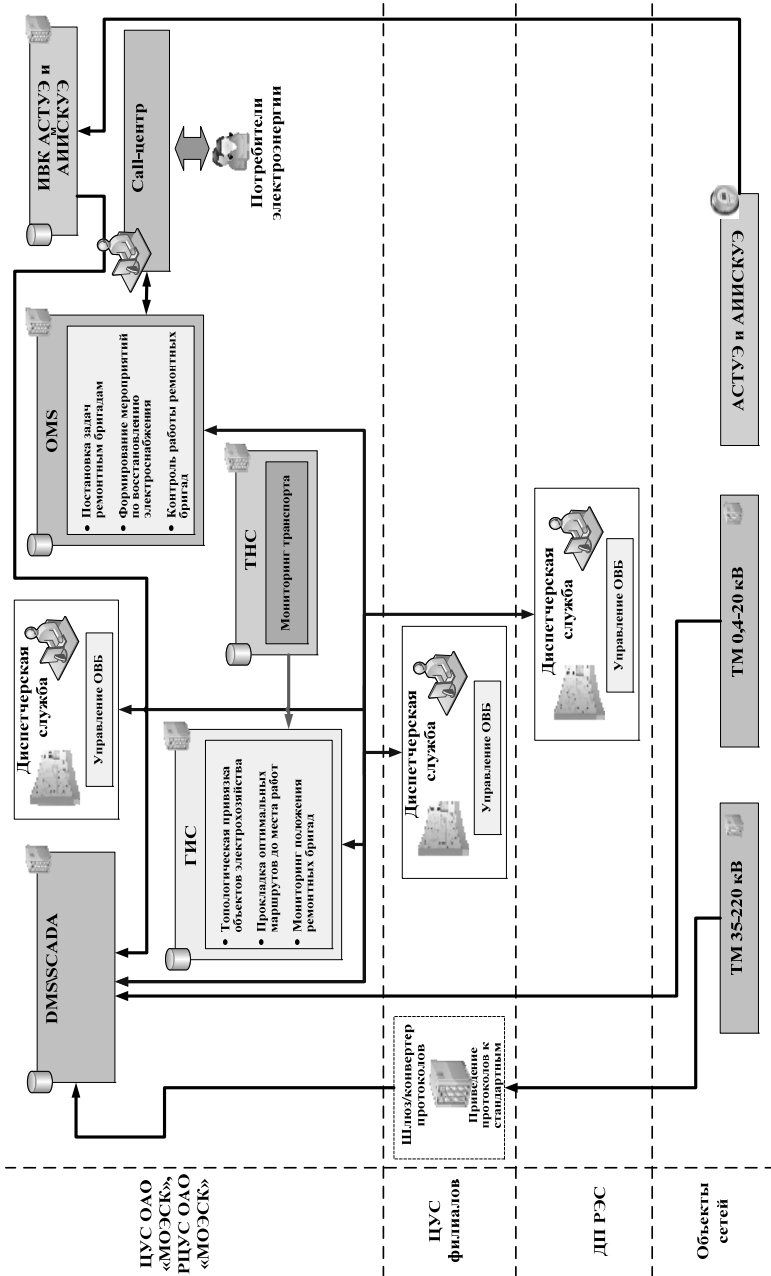


Рис. 5.16. Третий этап развития системы АСТУ

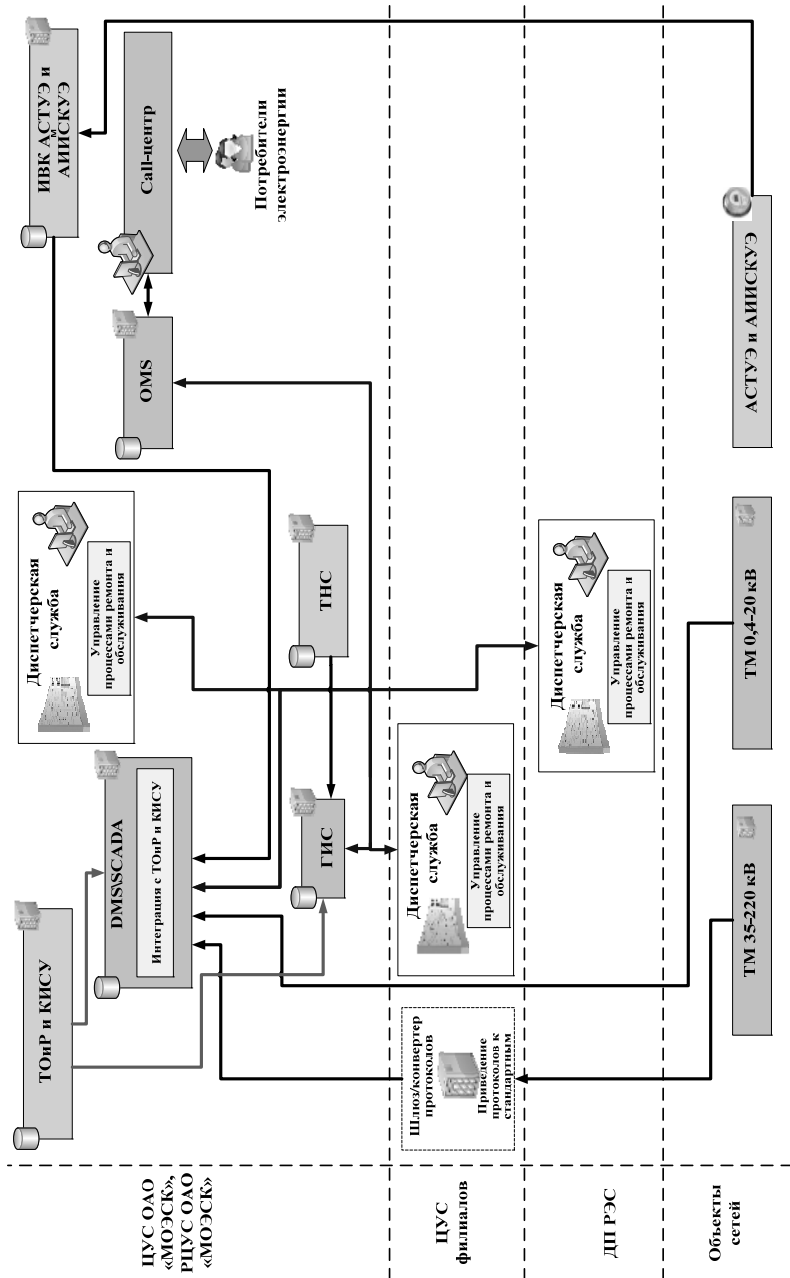


Рис. 5.17. Четвертый этап развития системы АСТУ

В рамках создания ГИС-системы необходимо выполнить топологическую привязку объектов электрохозяйства и обеспечить интеграцию с существующей в МОЭСК транспортно-навигационной системой для получения данных о местоположении служебного автотранспорта.

Система ГИС реализуется на единой базе программного обеспечения АСУ ЭС, что позволит тесно интегрироваться с DMS- и OMS-системами. Внедрение ГИС-системы позволит диспетчерским службам всех уровней вести автоматизированное управление ОВБ, в том числе решая задачи прокладки оптимальных маршрутов, мониторинга положения ремонтных бригад, формирования мероприятий по восстановлению электроснабжения, постановка задач и контроль их выполнения сокращают время восстановления электроснабжения при авариях и сроки выполнения планово-ремонтных мероприятий.

На четвертом этапе развития системы АСТУ необходимо выполнить интеграцию DMS- и ГИС-систем с системами ТОиР и КИСУ, что позволит эффективно управлять процессами ремонта и обслуживания в электрических сетях (рис. 5.17) [3 – 18].

5.5.1. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ

В области управления проектами развития и модернизации систем технологического управления со стороны Заказчика (МОЭСК) должны быть обеспечены следующие организационные мероприятия:

1. Создание проектного офиса по реализации «Программы развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 6 – 220 кВ». Основные задачи проектного офиса:

- управление проектами развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом и предпроектный анализ и инициирование проектов, планирование инициированных проектов – работ, ресурсов, бюджетов проектов и реализация проектов согласно плану, контроль выполнения работ ресурсами проектов и бюджетов в соответствии с утвержденными планами;

- администрирование проектов и поддержание единого стандарта и методологии управления и отчетности по проектам и информиро-

вание заинтересованных сторон о ходе работы над проектами, формирование статус-отчетов о состоянии проектов и осуществление мероприятий по завершению проектов;

– создание архивной базы завершенных проектов, управление проектной методологией и документацией и контроль и согласование межфункциональных и межпроектных связей.

2. Организация Рабочих групп по созданию систем технологического управления на уровне филиалов МОЭСК и районов электрических сетей для решения организационно-технических вопросов и согласования работ между смежными проектами.

В состав Рабочих групп должны быть включены представители Заказчика (МОЭСК, филиалов МОЭСК, районов электрических сетей) и подрядных организаций.

3. Выделение в организационно-штатной структуре филиалов МОЭСК и РЭС персонала, ответственного за создание и сопровождение внедряемых систем, в соответствии с требованиями по эксплуатации реализуемых систем технологического управления.

5.5.2. РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ

Результаты реализации программы в части оснащения объектов распределительных сетей филиалов системами ТМ показаны в табл. 5.8.

Таким образом, программа развития системы АСТУ реализуется в четыре этапа с получением на выходе интеграции следующих систем: DMS и ГИС, а также ТОиР и КИСУ, что в свою очередь позволит эффективно управлять процессами ремонта и обслуживания в электрических сетях. Для успешной реализации целевых моделей АСТУ и ЦПС в МОЭСК необходима организация Проектного офиса и Рабочих групп по созданию систем технологического управления на уровне филиалов МОЭСК и РЭС для решения организационно-технических вопросов и согласования работ между смежными проектами с включением подрядных организаций.

Выводы

Интеграция систем сбора и передачи технологической информации с электросетевых объектов 6 – 20 кВ будет реализовываться на базе программного обеспечения систем АСТУЭ и АИИС КУЭ, а также программного обеспечения ПТК АСУ ЭС.

5.8. Количественная оценка очередей телемеханизации объектов

Филиал	Общее количество объектов			Текущее состояние		Первая очередь			Вторая очередь			Третья очередь			Четвертая очередь		
	Количество объектов с ТМ	% объектов с ТМ	Количество телемех-х объектов	Количество объектов с ТМ	% объектов с ТМ	Количество телемех-х объектов	Количество объектов с ТМ	% объектов с ТМ	Количество телемех-х объектов	Количество объектов с ТМ	% объектов с ТМ	Количество телемех-х объектов	Количество объектов с ТМ	% объектов с ТМ	Количество телемех-х объектов	Количество объектов с ТМ	% объектов с ТМ
ВЭС (РП)	28	26	0	28	26	17	45	42	19	64	60	19	83	78	19	83	78
СЭС (РП)	0	0	0	0	0	15	15	5	17	32	10	19	51	16	19	51	16
ЮЭС (РП)	21	10	0	21	10	20	41	20	27	68	34	29	97	48	29	97	48
ЗЭС (РП)	49	25	10	59	30	24	83	43	23	106	54	23	129	66	23	129	66
МКС (РП+ТП)	1559	33	533	2092	44	533	2625	55	533	3158	66	533	3662	77	504	3662	77

Организация каналов связи передачи данных между серверным оборудованием МОЭСК и автоматизированными рабочими местами ЦУС филиалов МОЭСК и ДП РЭС предусмотрена в рамках реализации проектов по созданию технологической сети передачи данных в составе «Программы развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом ОАО «МОЭСК» на 2011 – 2018 годы».

В настоящее время телемеханика на большинстве объектах МОЭСК устаревшая, программно-технические комплексы DMS (ОИК) распределены по ЦУС филиалов и ЦУС МОЭСК. Для повышения наблюдаемости и управляемости распределительным электросетевым комплексом и эффективности системы оперативно-технологического управления, а также снижения среднего времени восстановления электроснабжения потребителей МОЭСК необходимы организация информационной системы управления восстановлением электроснабжения OMS, call-центр для контроля электроснабжения потребителей и управления работами в сети, а также ГИС для получения данных о местоположении транспортных средств ремонтных бригад.

Программа развития системы АСТУ в МОЭСК реализуется в четыре этапа с получением на выходе интеграции следующих систем: DMS и ГИС, а также ТОиР и КИСУ, что в свою очередь позволит эффективно управлять процессами ремонта и обслуживания в электрических сетях. Для успешной реализации целевых моделей АСТУ и ЦПС в МОЭСК необходима организация Проектного офиса и Рабочих групп по созданию систем технологического управления на уровне филиалов МОЭСК и районов электрических сетей для решения организационно-технических вопросов и согласования работ между смежными проектами с включением подрядных организаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В МОЭСК до 2011 г. унаследованные ОИК, ССПТИ, цифровая производственно-технологическая сеть связи, инженерные системы и системы электроснабжения диспетчерских пунктов не в полной мере отвечали современным требованиям, а технологические информационные системы и сети передачи данных комплекса АСТУ были недостаточно защищены по информационным и программно-техническим ресурсам системы управления. В 2011 г. в МОЭСК утверждена целевая модель единого программно-технического комплекса АСУ ЭС, полностью отвечающего современным требованиям, предъявляемыми к подобным информационным системам с предварительно организованными защитными функциями. Принятая программа повышения надежности электрических сетей в части обновления комплексов телемеханики выполняется в один этап, в составе которого ежегодно реализуются титулы инвестиционной программы МОЭСК. Объектами модернизации являются телекоммуникационное оборудование связи подстанций и магистральной инфраструктуры технологической сети передачи данных с возможностью организации узлов агрегации, подключаемых к опорным магистральным кольцам передачи данных по ВОЛС или каналам связи аппаратуры мультиплексирования синхронной цифровой иерархии, а также построения узлов связи с подключением их к двум узлам агрегации или узлам доступа; создание ЦПУ с функциями инжиниринг-трафика и мониторинга состояния оборудования узлов доступа, агрегации и узлов опорного кольца; агрегации различных по типу каналов связи от подстанций и подключения различных технологических устройств и комплексов на подстанциях. Вместе с этим методология проектирования цифровой подстанции 220 кВ в МОЭСК определяет экономические и эксплуатационные цели, задачи унификации протоколов и взаимодействия различного оборудования, выделение трех уровней и пяти принципов: надежности, безопасности, единства измерений, унификации и сохранения инвестиций. Наряду с этим, необходима декомпозиция системных задач верхнего уровня с делегированием их на уровень ЦПС, а также организация функциональной координирующей подсистемы и цифровых интерфейсов на основе протоколов МЭК для команд управления устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. Процесс

внедрения цифрового оборудования информационного взаимодействия нового поколения имеет два периода: переходной и перспективный и требует увеличения интеллектуальной составляющей средств контроля и управления, защиты и измерений электрооборудования. Поэтому программно-аппаратный комплекс АСУ ТП на базе: открытой иерархической архитектуры; ЛВС; микропроцессорных устройств нижнего уровня; АРМ персонала подстанции верхнего уровня; системы обеспечения единого времени, – решает задачи сбора и обработки информации, контроля, учета и управления для электрооборудования переменного тока, а также функциональные задачи оперативного персонала ЦПС. Инфраструктура передачи информации является кибернетическим архитектурным элементом ЦПС с физической и логической структурами, системным и специальным программным обеспечением, отдельными программными компонентами, информационным обеспечением на основе информационной модели СИМ, а также метрологическим обеспечением на базе принципов вертикальной дифференциации и горизонтальной интеграции, единой программой надежности и комплексной безопасности, включающей диагностику, резервирование, техническое обслуживание и ремонт оборудования программно-аппаратного комплекса АСУ ТП. В свою очередь, программа развития общей системы АСТУ в МОЭСК реализуется в четыре этапа, начиная с 2011 г. до 2017 г. с получением на выходе интеграции следующих систем: DMS и ГИС, а также ТОиР и КИСУ. В целом для успешной реализации целевых моделей АСТУ и перспективной ЦПС в МОЭСК необходима организация Проектного офиса и Рабочих групп по созданию систем технологического управления на уровне филиалов МОЭСК и районов электрических сетей для решения организационно-технических вопросов и согласования работ между смежными проектами с включением подрядных организаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Автоматизация** диспетчерского управления в электроэнергетике / Ю. Н. Руденко и др. ; под ред. Ю. Н. Руденко, В. А. Семенов ; Московский энергетический институт. – М., 2000. – 648 с.
2. **Корсунов П. Ю., Моржин Ю. И., Попов С. Г.** Разработка Концепции «Цифровая подстанция». Договор № И – 11 – 41/10: ОАО «НТЦЭ». – М., 2011. – 248 с.
3. **Комплексная программа** развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 6-220 кВ ОАО «МОЭСК». ОАО «МОЭСК». – М., 2011. – 132 с.
4. **Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И.** Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. – М.: Машиностроение, 2009. – 176 с.
5. **Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И.** Информационно-измерительная система электросетевой компании. – М.: Издательский дом «Спектр», 2011. – 152 с.
6. **Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И.** Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций. – М.: Издательский дом «Спектр». – 2011. – 132 с.
7. **Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И.** Корпоративная интегрированная система контроля и управления распределительным электросетевым комплексом. – М.: Издательский дом «Спектр», 2012. – 228 с.
8. **Чичёв С. И., Глинкин Е. И.** Информационное обеспечение диспетчерско-технологического управления электросетевыми комплексами : учебное пособие. – Липецк: ЛГТУ, 2011. – 112 с.
9. **Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И.** Инфокоммуникационные сети магистральных электрических сетей Центра. – М.: Издательский дом «Спектр», 2013. – 200 с.
10. **Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И.** Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. – М.: Издательский дом «Спектр», 2014. – 194 с.

11. **Чичёв С. И.** Автоматизированная система технологического управления электрических сетей 6-220 кВ с цифровой подстанцией 220 кВ и выше в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» / Электрика. – М., 2013. – № 10. – С. 11 – 16.

12. **Чичёв С. И.** Системная технология структурного анализа и проектирования перспективной цифровой подстанции 220 кВ и выше / Электрика. – М.: 2013. – № 11 – С. 20 – 25.

13. **Чичёв С. И.** Единая технологическая сеть связи энергетики в рамках филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра – гарант обеспечения надежного функционирования электросетевых комплексов 220-750 кВ региональных субъектов России / Вести вузов Черноземья. – Липецк: ЛГТУ. – 2013. – № 2. – С. 3 – 11.

14. **Чичёв С. И.** Технология проектирования информационно-измерительной системы центра управления сетей / Электрика. – М.: 2014. – № 1. – С. 21 – 27.

15. **Герасимов Б. И., Глинкин Е. И.** Микропроцессорные аналитические приборы. – М.: Машиностроение, 1989. – 248 с.

16. **Герасимов Б. И., Глинкин Е. И.** Микропроцессоры в приборостроении. – М.: Машиностроение, 2000. – 328 с.

17. **Глинкин Е. И.** Схемотехника аналоговых интегральных схем. – Тамбов: ТГТУ, 2012. – 152 с.

18. **Глинкин Е. И.** Техника творчества. – Тамбов: ТГТУ, 2010. – 168 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ	3
ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	6
1. ИНФРАСТРУКТУРА АСТУ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 35 – 220 КВ	10
1.1. Текущее состояние	10
1.2. Система сбора и передачи технологической информации	24
1.3. Обобщенная структура	29
1.4. Целевая модель	38
Выводы	42
2. ЭТАПНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ЦЕЛЕВОЙ МОДЕЛИ АСТУ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 35 – 220 КВ	44
2.1. Система телемеханики	44
2.2. Технологическая сеть передачи данных	45
2.3. Автоматизированная система диспетчерского управления	49
Выводы	65
	225

3. ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ 220 КВ	66
3.1. Методология проектирования	66
3.2. Принципы построения	72
3.3. Информационное взаимодействие и структура	76
Выводы	88
4. АРХИТЕКТУРА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ 220 КВ	89
4.1. Оборудование информационного взаимодействия ...	89
4.2. Средства контроля, управления, защиты и измерений	106
4.3. Информационные и управляющие системы	125
4.4. Инфраструктура передачи информации, программное и информационное обеспечение и комплексная безопасность	141
Выводы	166
5. РАЗВИТИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ КОМПЛЕКСОМ 6 – 20 КВ	168
5.1. Система сбора и передачи технологической информации с электросетевых объектов 6 – 20 кВ	168
5.2. Текущее состояние объектовых систем телемеханики 0,4 – 20 кВ	173

5.3. АСУ электрическими сетями 6 – 20 кВ	192
5.4. Диспетчерские пункты	201
5.5. Этапы развития АСТУ и программа повышения надежности оперативно-технологического управления в МОЭСК	211
Выводы	218
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	221
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	223

Научное издание

ЧИЧЁВ Сергей Иванович

**МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ
КОМПЛЕКСОМ 6 – 220 КВ ПАО «МОЭСК»**

Редактор Л. В. Комбарова

Инженер по компьютерному макетированию И. В. Евсеева

Сдано в набор 10.02.2017.

Подписано в печать 21.03.2017. Формат 60×84/16.

Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman. Печать офсетная.

Усл. печ. л. 13,25. Уч.-изд. л. 14,25. Тираж 400 экз. Заказ № 88

ISBN 978-5-4442-0127-5



ООО «Издательский дом «Спектр»,
119048, Москва, ул. Усачева, д. 35, стр. 1
[Http://www.idspektr.ru](http://www.idspektr.ru). E-mail: idspektr@rambler.ru

Подготовлено к печати и отпечатано в Издательско-
полиграфическом центре ФГБОУ ВО «ТГТУ»
392000, г. Тамбов, ул. Советская, д. 106, к. 14

По вопросам приобретения книги обращаться
по телефону 8(4752)63-81-08