

УДК 681.335

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–220 кВ С ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИЕЙ 220 кВ И ВЫШЕ В ОАО «МОСКОВСКАЯ ОБЪЕДИНЕННАЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»

© С.И. Чичев, В.Ф. Калинин, Е.И. Глинкин

Ключевые слова: автоматизация; электрические сети; информационное взаимодействие оборудования; подстанция.

Рассмотрена автоматизированная система технологического управления электрических сетей 6–220 кВ и информационное взаимодействие оборудования подстанции 220 кВ и выше в ОАО «Московская объединенная электросетевая компания».

Современный этап развития электроэнергетики России обусловил необходимость обеспечения прозрачной среды и сквозной наблюдаемости функционирования сетевых комплексов 220 кВ и ниже электросетевых компаний на основе вновь создаваемых центров управления сетей (ЦУС) в пространстве их единых автоматизированных систем технологического управления (АСТУ). Одним из ключевых элементов в системе технологического управления режимами работы электрических сетей класса напряжения 220 кВ и выше являются первичные измерительные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие защиту электрооборудования от сверхтоков и аварийных режимов, а также проведение измерений, учета и регистрации петоков электроэнергии в энергосистемах. Находящиеся в эксплуатации и производстве электромагнитные трансформаторы прошли в своем развитии большой путь и в настоящее время являются достаточно совершенными устройствами. Вместе с тем и они имеют ряд недостатков (пожаро- и взрывоопасность, насыщение, вес и т. д.). На смену им пришли электронные (цифровые) трансформаторы, которые имеют значительный потенциал в плане эксплуатации: безопасность, ком-

пактность и сокращение объемов электромонтажа, расширенный динамический диапазон, широкую полосу пропускания и самодиагностику, а также снижение стоимости [1–4].

1. ЦИФРОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) – электронные измерительные трансформаторы с цифровыми интерфейсами, поддерживающими протокол сетей связи и систем в подстанциях (IEC 61850-9-2), – представляют собой новый класс изделий, основанных на самых последних достижениях в оптике и электронике, системах цифровой обработки и передачи сигналов. Эти устройства отличаются исключительной безопасностью и высокой точностью, быстродействием, малыми габаритами и весом.

Схема измерительной системы на базе ЦИТ. На рис. 1 показана структурная схема измерительной системы для высоковольтной подстанции 220 кВ и выше с применением комбинированных ЦИТ [2].

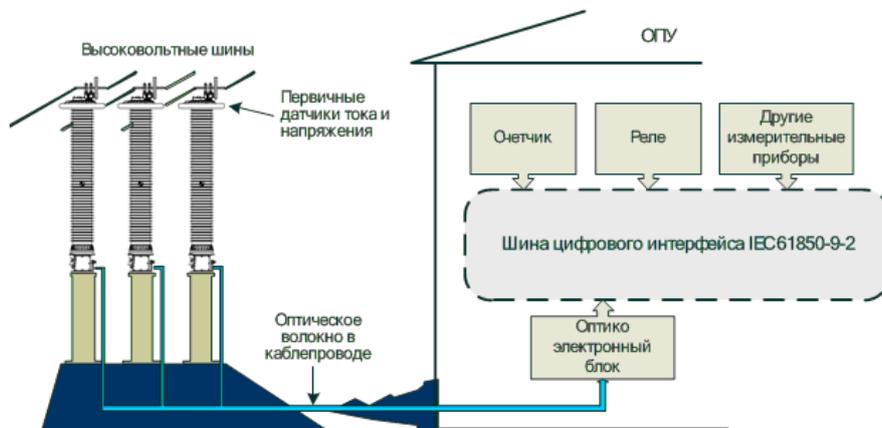


Рис. 1. Структурная схема измерительной системы на базе цифровых измерительных трансформаторов для силового оборудования цифровой подстанции 220 кВ и выше

По рис. 1 видно, что изоляционные колонны установлены на опорных конструкциях на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) подстанции, причем первичные датчики (измерительные приборы – ПИП) тока расположены на вершине колонны, а ПИП напряжения находятся внутри полости трубчатого изолятора колонны. Измеренные сигналы ПИП передаются по изолирующим оптоволоконным кабелям на уровень земли и далее направляются к вторичным преобразователям, объединенным в оптоэлектронном блоке преобразования, обычно располагаемом в оперативном пункте управления ОПУ или в ОРУ подстанции. Взаимодействие между ПИП и вторичными преобразователями оптоэлектронного блока, как правило, является фирменным решением конкретного завода-изготовителя оборудования и не подлежит обязательной унификации. В оптоэлектронном блоке данные от ПИП объединяются в единый цифровой поток данных в соответствии с протоколом IEC 61850-9.2 и далее распространяются через сеть Ethernet к получателям измерительной информации.

Схема построения измерительной системы на основе полевых преобразователей. Полевые преобразователи (ПП) обеспечивают включение традиционных (неэлектронных) измерительных трансформаторов тока (ИТТ) и напряжения (ИТН) в инфраструктуру передачи информации (ИПИ) со вторичным «интеллектуальным» оборудованием цифровой подстанции. Схема построения подобной измерительной системы показана на рис. 2 и содержит [2]:

- измерительные трансформаторы тока ИТТ и напряжения ИТН;
- полевой преобразователь на основе трансивера и приемника;
- инфраструктуру передачи информации ИПИ на базе блоков: коммутационный и синхронизирующий ПУЛ (общий котел);
- средства интеллектуального вторичного оборудования (цифровые модули и устройства, терминалы и

контроллеры для контроля силового оборудования подстанции).

Функции ПП условно подразделяются на *основные (преобразовательные)* и *вспомогательные (дополнительные)*. Основные функции ПП связаны непосредственно с преобразованием и присутствием в нем обязательно. Вспомогательные функции есть некоторая надстройка над основными функциями, и их наличие опционально.

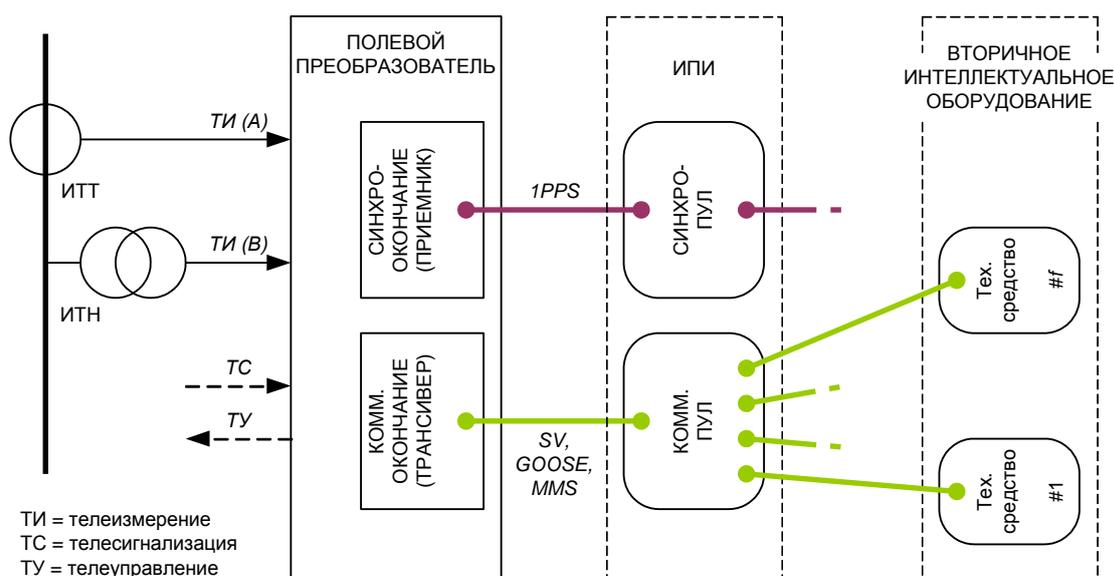
Основными функциями ПП являются:

- «аналого-цифровое» преобразование (АЦП – следящая функция, представляющая собой когерентное многоканальное преобразование сигналов, производимое синхронно с отсчетами единого времени подстанции, с последующей передачей «оцифрованных» значений или кодов по цифровому каналу связи);
- «цифро-аналоговое» преобразование – обратное АЦП.

Вспомогательные функции ПП реализуют:

- «монитор» целостности вторичных цепей – диагностическая функция, представляющая собой непрерывное отслеживание «качества» вторичных присоединений (отсутствие обрывов, замыканий и пр.);
- «метрологический фильтр» – коррекционная функция, представляющая собой предварительную математическую обработку измерительной информации;
- «локальная точка» автоматизированных систем: технологического управления электросетей – АСТУЭ; коммерческого учета электроэнергии – АСКУЭ; контроля качества электроэнергии – АСККЭ, – контрольно-фискальная функция, представляющая собой вычисление счетно-учетных, аналитических и контрольных показателей с передачей результатов в указанные системы.

Целевые свойства преобразований таковы: синхронность и когерентность, точность, низкие латентность (скрытость) и инерционность. Конструктивная реализация полевого преобразователя предполагает вариативность, призванную удовлетворить конкретные



2010-КЦП-8.1

Рис. 2. Структурная схема измерительной системы на базе полевого преобразователя, инфраструктуры передачи информации, первичного и вторичного оборудования для цифровой подстанции 220 кВ и выше

условия эксплуатации, и допускает исполнение как в виде модуля, устанавливаемого в «интеллектуализируемое» техническое средство, так и в виде самостоятельного прибора, устанавливаемого отдельно. Эксплуатационная надежность преобразований обеспечивается резервированием, реализуемым за счет дублирования основного комплекта полевых преобразователей одним или несколькими резервными комплектами.

Информационное окончание. Изделие ПП имеет коммуникационное окончание и синхронизационное окончание; при синхронизации коммуникационным (протокольным) способом синхронизационное окончание может отсутствовать. В коммуникационном окончании количество портов 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. Изделию должно уметь варьировать статическую (константную) задержку отправки пакета данных стандарта 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. (Sampled Values – протокол значений выборки – предназначен для передачи и приема оцифрованных мгновенных значений токов и напряжений от измерительных трансформаторов через сеть Ethernet).

Резервирование (дублирование). Рекомендуется резервировать изделие целиком; при этом целесообразно организовать полное резервирование, т. е. дублирование ПП (а в отдельных случаях – дублирование с арбитром), т. к. ПП по сути является единственным источником данной измерительной информации на подстанции. Кроме того, даже при резервировании изделия целиком рекомендуется резервировать порты в коммуникационных окончаниях с целью обеспечения повышенной живучести локальной вычислительной сети 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 ИПИ через разные комплекты технологической структуры оптоволоконной кабельной систем ККС.

Внедрение SMART-(умных) технологий. В процессе становления и развития SMART-технологий применительно к «цифровым» подстанциям необходимо осуществить два периода последовательных преобразований: 1-й период – *переходный* – использование существующего электрооборудования, к которому добавляется интерфейсная часть (цифровая и оптическая). Возможно также постепенное изменение состава и типа применяемых первичных измерительных приборов ПИП (ориентировочно до 2014 г.); 2-й период – *перспективный* – освоение новых типов электрооборудования, характеризуемых интеграцией в оборудование специализированных цифровых необслуживаемых ПИП и полевых контроллеров. Как следствие, возможность реализации в полной мере всех преимуществ цифрового подхода к ЦПС, когда любое оборудование представляется как объект в модели сетей связи и сис-

тем в подстанциях согласно IEC61850 (перевод на целевые свойства цифровой подстанции ориентировочно на 2015–2030 гг.).

Таким образом, схемы измерительных систем на базе цифровых измерительных трансформаторов или полевых преобразователей для цифровой подстанции 220 кВ и выше обеспечивают: высокую безопасность производства работ и электромагнитную совместимость, точность и быстродействие, а также малый вес и габариты. Вместе с этим следует отметить, что внедрение «умных» SMART-технологий применительно к основному силовому электрооборудованию цифровой подстанции 220 кВ и выше требует значительных периодов последовательных преобразований: переходного (до 2014 г.) и перспективного (до 2030 г.).

2. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

В настоящее время большинство подстанций ОАО «МОЭСК» оснащены устаревшими комплексами АСТУ или телемеханики (ТМ) XX в., не отвечающими современным требованиям. А операционно-информационные комплексы (ОИК), введенные в эксплуатацию в начале XXI в., территориально неудобно распределены по ЦУС ОАО «МОЭСК» и ЦУС входящих в его состав 7 филиалов – предприятий электрических сетей. В связи с этим средства ТМ на этих предприятиях не имеют возможности передавать данные в стандартном протоколе передачи устройств и систем телемеханики (МЭК 60870-5-104). Поэтому сбор данных осуществляется с использованием шлюза (конвертора) протоколов, который выполняет преобразование потоков данных от подстанций 35–220 кВ к стандартным протоколам. Использование такой схемы передачи данных усложняет настройку программно-технических средств и снижает надежность передачи данных. В то же время сбор телемеханики с объектов 6–20 кВ не осуществляется, т. к. объекты не телемеханизированы и не «прорисованы» в модели сети ОАО «МОЭСК».

К этому следует добавить, что диспетчерская служба уровня ЦУС ОАО «МОЭСК» решает неоперационные задачи мониторинга текущего состояния сети и задачи управления сетью своей операционной зоны в части объектов 35–220 кВ. Отображение данных реализовано на базе DMS (Distribution Management System – Система управления распределением) (или ОИК) с использованием диспетчерских щитов. Это требует инженерно подготовленных помещений для размещения программно-технических средств и средств коллективного отображения данных, которые не везде имеются, поэтому 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 (системы контроля и сбора данных), которые не дают единой картины по сети, а предоставляют набор отдельных однолинейных схем объектов.

Поэтому 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 систе-

мами для создания программно-технических средств коллективного отображения информации. Отсутствие единого Центра сбора информации (Call-центра) приводит к тому, что диспетчерам всех уровней приходится отвечать на звонки потребителей электроэнергии, отвлекаясь от решения первоочередных задач оперативного управления сетью. В свою очередь, современная система DMS, реализованная в ОАО «МОЭСК» в 2010–2011 гг. 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.

В связи с вышеуказанными недостатками в ОАО «МОЭСК» была принята комплексная программа развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 6–220 кВ на 2011–2017 гг. [3].

В ее составе 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.

В составе «Комплексной программы развития...» для повышения наблюдаемости, управляемости распределительным электросетевым комплексом и эффективности системы оперативно-технологического управления, а также снижения среднего времени восстановления электроснабжения потребителей предусмотрена организация полномасштабной АСТУ ОАО «МОЭСК» по следующей целевой структуре, включающей три системы (см. рис. 3) [3]:

1) информационная система управления восстановлением электроснабжения OMS совместно с DMS;

2) Call-центр для контроля электроснабжения потребителей и управления работами в сети;

3) система управления ОВБ (оперативно-выездные бригады) совместно с геоинформационной системой (ГИС) для получения данных о местоположении транспортных средств ремонтных бригад.

Система OMS. Современная информационная система управления восстановлением электроснабжения OMS является неотъемлемой частью комплексного продукта, предоставляющая аналитическую поддержку, необходимую для более быстрого обнаружения и устранения перебоев в электроснабжении. OMS система, тесно связанная с системой управления распределением 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. 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 и обеспечить наблюдаемость электрическими сетями компании.

Система DMS усилена функциональными возможностями современной системы OMS, позволяющими на основе анализа динамического состояния сети локали-

зовать неисправности с помощью телеметрических датчиков, а при их отсутствии систем Smart-metering (умной телеметрии) 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. 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 и Call-центром.

Система OMS должна выполнять следующие функции:

- прием данных от операторов Call-центра, ведение истории аварийных отключений и 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 и контроль включенных и отключенных потребителей и выявление фактов и причин отключения оборудования, ведение базы данных потребителей с адресной привязкой, формирование предложений и подготовку мероприятий по восстановлению электроснабжения и общей сводки по состоянию сети.

Call-центр – центр сбора информации (обслуживания телефонных звонков), используемый для получения и передачи больших объемов информации, поступающей в виде запросов по телефону, производит администрирование входящего потока запросов от потребителей. При планировании ремонтов и переключений персонал оперативно-диспетчерской службы (ОДС) может составлять списки абонентов, которые могут быть затронуты переключениями, и отправлять эти списки для оповещения абонентов оператору Call-центра. Интерфейс OMS обеспечивает оператору Call-центра следующий функционал: быстрого поиска информации по потребителю сети при получении звонка от потребителя, записи информации, сообщаемой потребителем в систему OMS, и просмотра данных о предыдущих звонках и сообщениях потребителей. Оператор Call-центра обрабатывает звонок и заполняет 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 предоставляет 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 не профильную 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 и предоставление потребителям информации о неисправностях в сети и времени их устранения. Варианты создания Call-

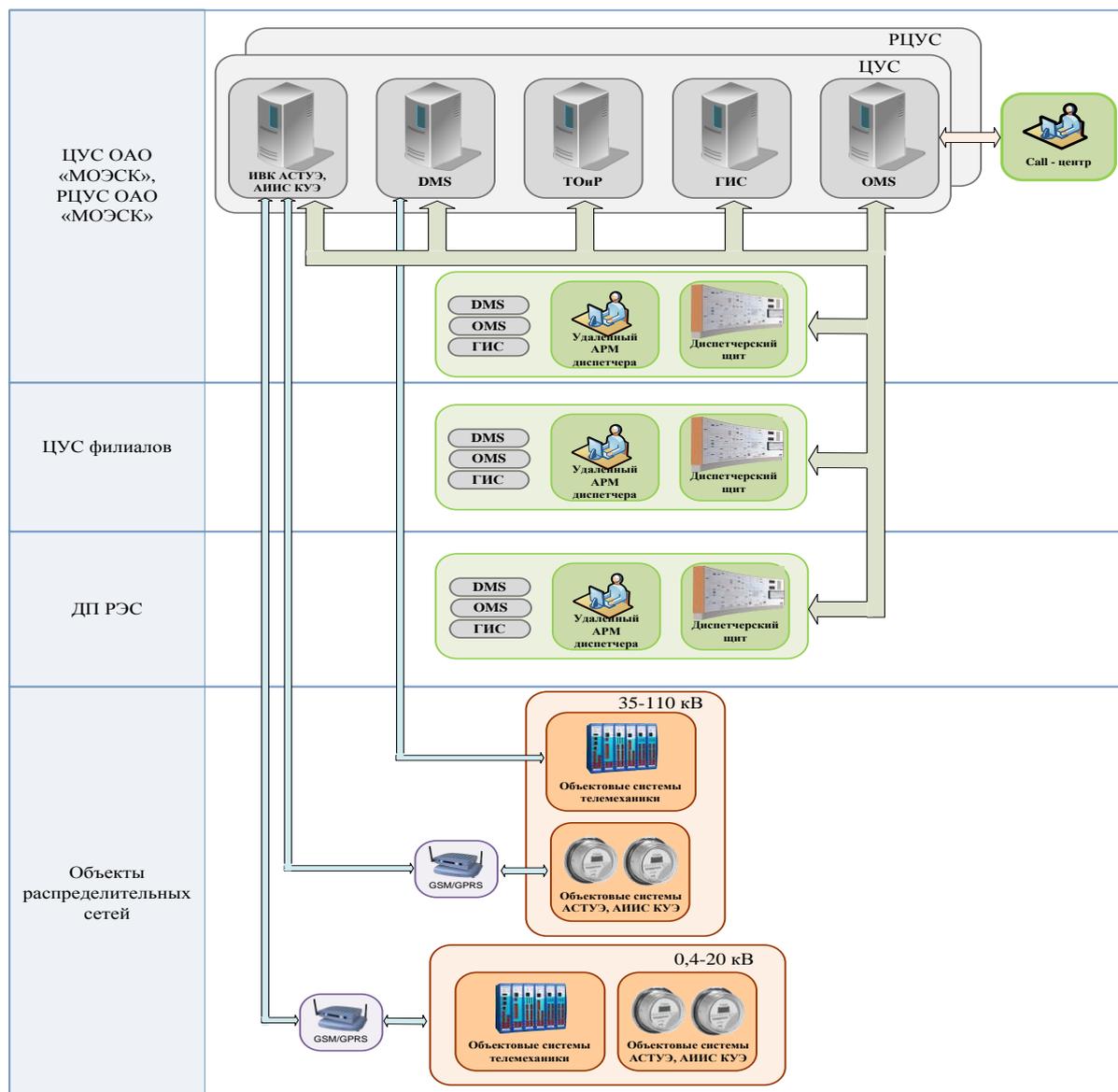


Рис. 3. Полномасштабная целевая структура АСТУ ОАО «МОЭСК»

центра предложены следующие: собственный, арендованный или совместно с «Мосэнергосбыт». Интеграция Call-центра с создаваемой OMS системой будет выполняться на базе программного обеспечения CallTaker на единой базе программных продуктов автоматизированной системы управления электрическими сетями АСУ ЭС.

Система управления ОВБ или система управления аварийно-восстановительными работами. Функциями данной системы являются: постановка задачи ремонтным бригадам (формирование программ работ), обратная связь с ремонтной бригадой

ой (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 за счет оснащения

бригад мобильными устройствами для целей передачи данных в OMS систему. Частично задачи управления ОВБ решаются в рамках ГИС системы.

Геоинформационная система. Функции данной системы следующие: мониторинг положения ремонтных бригад и прокладка оптимальных маршрутов до места работ, интеграция с системой оперативного управления бригадами и топологическая привязка объектов электрохозяйства. В качестве рабочего места диспетчера предполагается использовать т. н. «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. Например, прием координат от ГЛОНАСС/GPS (глобальная российская спутниковая система навигации) и хранение в общей базе данных векторных слоев карты территории Московской области, обеспечение

возможности совместного редактирования картографии и инструментария администрирования доступа к электронным картографическим материалам. Необходимо также предусмотреть механизм локального хранения части картографических материалов, соответствующего 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 ОАО «МОЭСК» 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 и 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 и редактирование справочников объектов электронной карты и типов транспортных средств.

«Тонкий» клиент ГИС, используемый на рабочем месте диспетчера, отображает данные, поступающие от АС МТС. Картографические материалы, используемые для публикации серверным ГИС-приложением, учитывают специфические свойства объектов обслуживания. Функциональность рабочего места диспетчера позволяет редактировать *векторные* слои, содержащие объекты обслуживания, а также реализуется возможность импорта картографических данных из АС МТС.

Прокладка оптимальных маршрутов до места 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. Необходимо также 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 и выполнение проектирования векторных данных в автоматизированном режиме, добавление топологических свойств векторным объектам слоев электронных карт и автоматизированная проверка топологических свойств. Целесообразно определение роли

редактора картографических материалов. Установка программного обеспечения с требуемым уровнем функциональности может 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. В связи с этим для решения задач ГИС предлагается внедрить специальный 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 уже существующей в ОАО «МОЭСК» системой мониторинга транспортных средств.

Таким образом, полномасштабная целевая АСТУ на базе трех систем OMS, DMS и ГИС, внедряемая в ОАО «МОЭСК» с 2011 г., позволит: 1) повысить наблюдаемость, эффективность и управляемость системы оперативно-технологического управления распределительным электросетевым комплексом 6–220 кВ; 2) снизить среднее время восстановления электроснабжения потребителей на основе рационального использования новых возможностей и современных информационных технологий с перспективой их развития до 2017 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Руденко Ю.Н. и др.; под ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. М.: МЭИ, 2000. 648 с.
2. Корсунов П.Ю., Моржин Ю.И., Попов С.Г. Разработка Концепции «Цифровая подстанция». Договор № И-11-41/10. М.: ОАО «НПЦЭ», 2011. 248 с.
3. Комплексная программа развития и повышения надежности системы оперативно-технологического управления электросетевым комплексом 6-220 кВ ОАО «МОЭСК». М., 2011. 132 с.
4. Чичев С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Корпоративная интегрированная система управления распределительным электросетевым комплексом. М.: Спектр, 2012. 228 с.

Поступила в редакцию 5 июля 2013 г.

Chichyov S.I., Kalinin V.F., Glinkin E.I. AUTOMATED SYSTEM OF TECHNOLOGICAL MANAGEMENT OF ELECTRIC NETWORKS OF 6-220 KW WITH DIGITAL SUBSTATION 220 KW AND ABOVE IN JSC MOSCOW UNITED ELECTRIC GRID COMPANY

The automated process control system of electric networks 6–220 kW and communications equipment substation 220 kW and above in JSC «Moscow United electric grid company» is considered.

Key words: automation; electrical networks; communication equipment; substation.