

## ЭВОЛЮЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИЯМИ

Ю.Д. Цветков (ОАО «ЛЕНЭНЕРГО»)

Описаны существующие на объектах электросетевых компаний (подстанциях) средства автоматизации. Описан подход ОАО «ЛЕНЭНЕРГО», обеспечивающий поэтапную модернизацию существующего парка программно-аппаратного комплекса и переход к использованию современных средств и систем автоматизации и коммуникации.

Ключевые слова: электросетевые компании, автоматизация, системы телемеханики, система сбора и передачи технологической информации, оперативно-информационные управляющие комплексы, диспетчерский пункт.

### Введение

От энергетики как ключевой отрасли народного хозяйства ожидается бесперебойное, надежное и качественное электроснабжение потребителей. Мера ответственности здесь предельно высокая, решения, которые необходимо принимать порой в очень сложных условиях, требуют высочайшей квалификации специалистов. Отсюда возникают и требования к подготовке персонала, и к организации рабочих мест.

Учитывая эти особенности, любые нововведения в энергетике проходят очень тяжело, особенно, если они касаются непосредственно функций диспетчерского управления. Поэтому, если рассматривать энергетику как объект автоматизации, с точки зрения использования информационных технологий, направление диспетчерского управления практически только в последние годы подошло к процессу внедрения новых технологических систем.

### Существующие схемы оперативного управления в электроэнергетике

#### Система сбора и передачи технологической информации

В настоящий момент типовая система сбора и передачи информации в электросетевой компании имеет структуру, представленную на рис. 1. Данный рисунок отображает схему организации взаимодействия между элементами технологического управления. Несложно понять, что невозможно рассматривать автоматизацию данного направления в отрыве от телекоммуникационных сервисов.

К системам сбора и передачи информации (ССПИ) сегодня предъявляются повышенные требования со стороны всех контролирующих структур. И данное направление очень жестко контролируется при получении паспорта готовности электросетевого предприятия к прохождению ОЗП (осенне-зимнего периода).

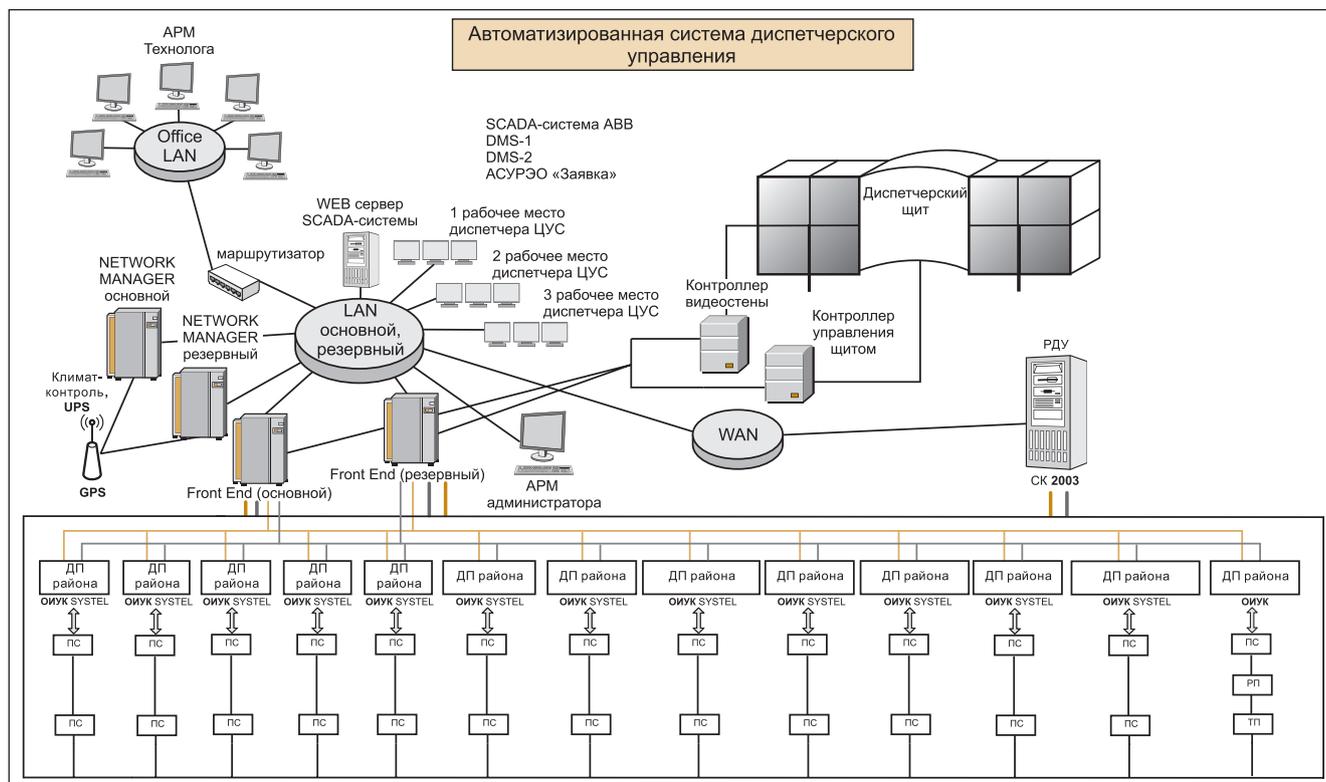


Рис. 1. Типовая система сбора и передачи информации в электросетевой компании

Основной проблемой организации ССПИ на сегодняшний день является высокая стоимость реализации коммуникационных каналов ввиду того, что объекты могут быть удалены на значительные расстояния. Сегодня основные каналы связи от всех объектов с уровнем напряжения 110 кВ и выше, как правило, уже организованы, однако остаются вопросы их резервирования, вопросы резервирования оборудования и бесперебойного питания основного и резервного оборудования.

#### **Система телемеханики**

В управлении ОАО «Ленэнерго» находятся 377 подстанций 110...35 кВ. Средствами телемеханики оснащены 182 подстанции 110 кВ и 99 подстанций 35 кВ. Из них только 54 подстанции 110 кВ оснащены современным оборудованием. На остальных подстанциях применяется аппаратура телемеханики выпуска 1980–1990 гг., являющаяся морально и физически устаревшими.

Телемеханизация большинства объектов проводилась в 60–80 годы XX века, и с тех пор мероприятий по их модернизации не проводилось, вследствие чего большинство оборудования телемеханики находится в предаварийном состоянии. Износ большей части оборудования телемеханики составляет 90%. Протоколы передачи данных на верхний уровень не поддерживаются современным ПО из-за морального старения. Степень использования телеуправления электрооборудованием подстанций  $\leq 15\%$  от проектного. Наблюдаемость электросети таким образом не соответствует требованиям, предъявляемым к оперативному управлению операционной зоной центров управления сетями (ЦУС).

#### **Оперативно-информационные управляющие комплексы**

Как правило, в настоящее время на диспетчерских пунктах (ДП) филиалов электрических сетей эксплуатируются старые оперативно-информационные управляющие комплексы (ОИУК). Системы разрабатывались в 80–90 годы, что не может не отражаться на их функциональных возможностях. В разных регионах страны существует множество таких комплексов, например, производства ООО «Систел», ЗАО «ССТ» и др. Данные разработки позволяют осуществлять локальную автоматизацию электросетевого объекта и решать частную задачу автоматизации рабочего места. Обычно такие комплексы не могут использоваться как единые централизованные решения и, как правило, ограничены по объему обрабатываемой и передаваемой информации. Внедрение ОИУК в указанные годы проводилось как частичная автоматизация при модернизации подстанции, группы подстанций. Преимуществом данных комплексов по сравнению с промышленными автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ) заключалось в их невысокой стоимости, простоте установки и настройки. Одним из самых существенных преимуществ таких систем на сегодняшний день

*О получении оперативной информации  
нужно подумать заранее.*  
Журнал «Автоматизация в промышленности»

является возможность работы со старыми протоколами передачи данных телемеханики.

Основные функции, выполняемые существующими ОИУК:

- сбор и передача телеинформации по параметрам ТП и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени;
- обработка полученной информации (допусковый контроль, достоверизация, контроль пределов, форматное преобразование данных);
- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей и другой информации;
- передача управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики;
- формирование отчетных документов;
- организация информационного взаимодействия с уровнем ДП филиала ОАО «СО ЕЭС».

Недостатки существующих ОИУК:

- системы разработаны под ОС MS DOS (снятую с производства и поддержки);
- отсутствие поддержки современных протоколов приема и передачи информации в комплексах, работающих под ОС DOS 6.22 и т. д.

#### **Системы коллективного отображения информации на ДП**

Для отображения информации на ДП филиалов ОАО «СО ЕЭС» функционируют мозаичные щиты заводов «Электропульт» и «ЦПП», установленные, начиная с 1989 г. Режим работы щитов в основном «темный», то есть отсутствует привязка сигналов телемеханики к элементам сети на щите. По сути, многие диспетчерские щиты являются не телемеханизированными. В некоторых сетях на диспетчерском щите размещена только часть схем обслуживаемых подстанций. Невозможность добавления схем связана с ограниченной емкостью щита и отсутствием ЗИП для модернизации. Управление щитами выполняет изношенное и морально устаревшее оборудование типа УТА-Ж, ТМ-120 и т. д., которое к тому же занимает большие производственные площади.

#### **Инженерные системы ДП**

В ДП филиалов слабо организована 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 ДП операционных зон филиалов должен включать системы: автоматического газового пожаротушения, контроля и управления

доступом, охраной и тревожной сигнализацией, гарантированного/бесперебойного электропитания (имеющиеся системы бесперебойного электропитания на большинстве ДП имеют незначительную установленную мощность (4...20 кВА) и обеспечивают электропитание только части оборудования АСДУ, время работы оборудования от системы бесперебойного электропитания < 2 ч), промышленного и офисного кондиционирования.

Таким образом, существующие средства и системы автоматизации, выполняющие на объектах электроэнергетики функции оперативного диспетчерского управления, морально и физически устарели и требуют срочной замены.

### Переход к современным методам управления

Качественные изменения в составе АСДУ возможны только совместно с изменениями в схеме оперативно-технологического управления (ОТУ), так как отсутствие современных программно-аппаратных комплексов не позволяет заниматься вопросами оптимизации управления. Мы вынуждены держать на каждом уровне управления свой ОИУК, так как только в этом случае возможно обеспечить надлежащее управление сетью и ее надежную работу. Но вместе с тем такой подход не позволяет обмениваться информацией по сети с другими уровнями управления, организовывать совместную (коллективную) работу при решении вопросов устранения аварийных ситуаций, организации обучения, проведения тренингов. Переход к современным АСДУ, поддерживающим клиент-серверную архитектуру либо кластерные решения при условии организации надежных каналов связи и телемеханики, позволяет в плотную подойти к вопросам реорганизации системы оперативно-технологического управления.

Например, в оперативно-технологическом управлении сетями ОАО «Ленэнерго» задействованы: в г. Санкт-Петербурге три диспетчерские службы (ДС), 20 оперативно-диспетчерских групп (ОДГ) районов распределительных электрических сетей (РЭС); в Ленинградской области – семь ДС и 18 ОДГ РЭС.

Существующая модель ОТУ включает разнородное ПО и характеризуется высокими эксплуатаци-

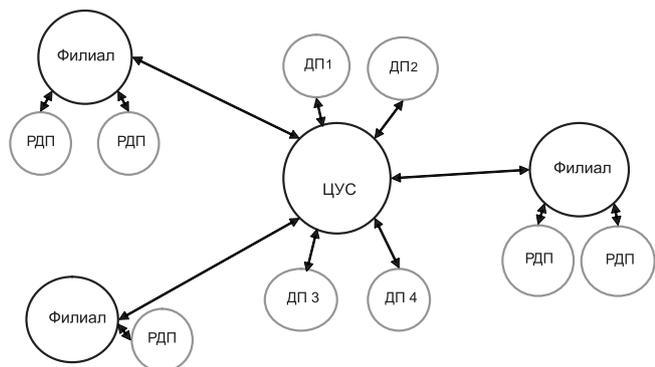


Рис. 2. Пример текущей модели ОТУ электросетевой компании

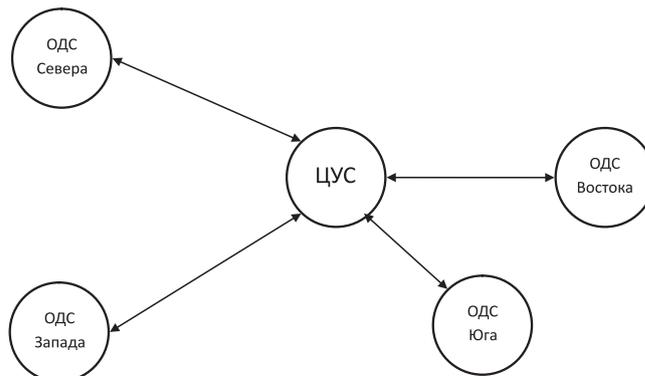


Рис. 3. Целевая модель ОТУ электросетевой компании

онными затратами на создание и поддержание схем сети, организацию работ на каналах связи и работы по привязке сигналов телемеханики к объектам в ОИУК (рис. 2).

Для решения сформулированных проблем руководством ОАО «Ленэнерго» поставлена задача создания целевой модели оперативно-технологического управления электросетевой компании.

В целевой модели предусматривается пять центров управления сетями (ЦУС, ОДС Севера, ОДС Юга, ОДС Востока, ОДС Запада), имеющих возможность взаимного резервирования по исполнению функций диспетчеризации, отвечающих за географические регионы и объединяющие диспетчеров по высоковольтной сети и по распределительной сети (бывших диспетчеров РЭС) (рис. 3).

В процессе создания целевой модели необходимо предусмотреть промежуточный шаг по поэтапному объединению существующих ДП РЭС в более крупные районные ДП (РДП).

Целевая модель управления должна реализовываться по мере соответствующей модернизации программно-аппаратных средств (телемеханика, SCADA-системы и др.) АРМ оперативных руководителей и оперативного персонала всех уровней электросетевой компании.

Общение с потребителями должно осуществляться только через Call-центр. Диспетчеры всех уровней не должны общаться с потребителями. Необходимы технические решения, обеспечивающие взаимную передачу необходимой информации между Call-центром и ДП. Звонки в Call-центр обрабатываются и преобразуются в метки на схеме (gis-схеме), далее диспетчеры организуют работы по поиску повреждения и устранению ненормального режима, обработку поступившей информации от смежных диспетчерских, дежурных подстанций, оперативно-выездных бригад, заполнение соответствующих форм по данным событиям (предполагаемое время ликвидации аварии для обратной связи Call-центра с потребителями).

Требования, предъявляемые к внедряемым программно-техническим комплексам:

- построение решений на базе открытых стандартов;



Рис. 4. Диспетчерский пункт ЦУС ОАО «Ленэнерго»

- использование серверов приложений для различных платформ (ОС Windows/UNIX/Linux);
- поддержка клиент-серверной архитектуры;
- дружелюбный графический пользовательский интерфейс;
- гибкая расширяемая модульная архитектура;
- высокая надежность/отказоустойчивость;
- полная репликация данных между всеми узлами комплексов;
- высокая производительность/малое время доступа;
- использование объектно-ориентированных технологий;
- использование технологии экспертных систем;
- организация коммуникаций на базе Ethernet TCP/IP;
- распределение загрузки между серверами, что позволяет оптимизировать быстродействие системы, позволяющее значительно уменьшить время обработки информации;
- ежегодные обновления ПО системы.

Система коллективного отображения информации строится на базе видеокубов и должна обеспечивать максимальную информационную поддержку диспетчерского персонала при принятии оперативных решений в процессе оперативно-технологического (диспетчерского) управления (рис. 4).

Видеостена должна быть ориентирована таким образом, чтобы максимально уменьшить помехи для восприятия схемы и параметров отображения диспетчерским персоналом ЦУС, которые возникают в светлое время суток.

Число кубов видеостены на каждом ДП должны определяться проектом и предоставлять возможность отображения: мнемосхем высоковольтной сети 110/35 кВ; мнемосхем сети 6/10 кВ, сервисных и ин-

формационных сообщений и баннеров; вспомогательных диспетчерских приложений.

Целевая модель управления предполагает развертывание на ДП ЦУС, ОДС Севера, Юга и Востока единых SCADA-систем и прикладного ПО класса EMS/DMS/OMS. Данное решение позволит иметь единую систему сбора, обработки и отображения данных на всех ДП и единую базу данных (телеизмерений, телесигнализации и т.д.). Для организации надежности работы системы БД в ОДС являются резервными, по сути это реплики полноценной БД. Режим репликации проходит в автоматическом режиме, что позволяет подхватить управление всей сетью из любого ОДС. За счет этого повышаются надежность и отказоустойчивость системы управления. Управление исполнительными устройствами на энергообъектах, квитирование сигналов и т.д. предусматривается только в зоне ответственности соответствующего диспетчера.

#### Заключение

В заключение повторим, что создание современной АСДУ необходимо начать с комплексного обновления ее технической базы. Во-первых, необходимо провести полную модернизацию систем телемеханики, в противном случае никакие современные программно-аппаратные комплексы не смогут продемонстрировать свои возможности, так как изначально отсутствует первичная информация от объекта управления.

Во-вторых, необходимо провести ревизию коммуникационной составляющей системы управления. Отметим, что нет необходимости везде организовывать оптоволоконные каналы связи. Например, от объектов 6...10 кВ достаточно организовать каналы связи GPRS. Здесь следует обратить внимание на имеющиеся разработки у компаний – операторов сотовой связи. Решения M2M полностью оправдывают себя как по стоимости организации, так и минимизации затрат на этапе эксплуатации. Надежность таких технологий обеспечивается за счет создания собственной закрытой технологической сети передачи данных. Не стоит отказываться и от технологии ВЧ-связи, это оправдано при значительной удаленности объектов управления в труднодоступных местах, где отсутствуют операторы сотовой связи. Как альтернатива ВЧ-связи может рассматриваться спутниковая связь, позволяющая создавать устойчивые каналы передачи информации.

В третьих, обеспечить гарантированное электропитание оборудования с возможностью дистанционного мониторинга состояния системы. Когда чис-

ло источников бесперебойного питания перевалит за сотню, без нее не обойтись.

Отдельный вопрос, не рассматриваемый в статье, — телеуправление, это следующий качественный шаг в вопросах развития систем управления энергообъектами.

Таким образом, АСДУ претерпевают значительные изменения. Использование современных технологий управления позволит принципиально изменить подход к организации оперативно-технологического управления, изменит наше представление о работе диспетчера. Актуальность данного направления в электроэнергетике подтверждается множеством публикаций в прессе [1–5]. Уже сегодня необходимо задуматься над подготовкой персонала, ломать стереотипы, делать упор на обучение специалистов в области информационных технологий и систем. Электроэнергетика развивается стремительно, без автоматизированных систем мы уже не сможем обе-

спечивать ни качество, ни надежность. За автоматизацией, как это не банально звучит, будущее.

#### Список литературы

1. Голубев С.В., Голиков И.Н. Построение комплексной АСУТП в области электроэнергетики на базе стандарта МЭК 61850 // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
2. Прошин Д.И., Гурьянов Л.В. Информационно-измерительная система технического учета электроэнергии на основе SCADA/HMI DataRate // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
3. Шауро В.С. Контроллеры SCADAPack E-серии в системах автоматизации подстанций // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
4. Антоненко И.Н. Автоматизация управления ТООР сетей // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.
5. Амелин С.В. Современные требования к графической системе отображения схем в составе программных комплексов для электроэнергетики // Автоматизация в промышленности. 2010. №10.

*Цветков Юрий Дмитриевич — директор по ИТ ОАО «ЛЕНЭНЕРГО».  
Контактный телефон (812) 494-77-98.  
E-mail: Tsvetkov.UD@nwenergo.com*

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЗА СЧЕТ КОСВЕННЫХ ДАННЫХ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ИЗ АСКУЭ

С.С. Ледин (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

*Рассмотрены вопросы информационного взаимодействия оперативно-информационных комплексов центров управления сетями электросетевых компаний с автоматизированными системами учета электроэнергии, а также пути повышения эффективности работы диспетчерских комплексов за счет использования косвенных данных телемеханики.*

*Ключевые слова: телемеханика, автоматизированные системы учета электроэнергии, оперативно-информационный комплекс, центр управления сетями, диспетчерское управление, электросетевой комплекс.*

Функционирование российского рынка электроэнергии и мощности определяет множественные информационные связи в рамках отношений между его участниками. В ряде случаев обмен информацией регламентирован. Но не редкими являются ситуации, когда принципы и формы информационного обмена рождаются в ходе самостоятельных инициатив субъектов рынка. При этом модели циркуляции технологических данных затрагивают информационные системы, выполняющие различные технологические задачи.

Существует мнение, что в будущем ключевую роль на рынке электроэнергии и мощности будет играть балансирующий рынок [1]. Торговля, соотношение спроса и предложения будут вестись круглосуточно в режиме реального времени. Разумеется, реализация рыночных механизмов сбыта и потребления электроэнергии в реальном времени потребует больших вычислительных мощностей и прогрессивных системных решений в области построения максимально точных прогнозов цен и объемов продаж, потребления. Дополнительную ценность и значимость приобретает on-line информация о режимах работы электросети. Технологии Smart Grid в данном случае будут

играть ключевую роль [2]. И одной из важнейших задач, актуальность которой справедлива в уже существующих рыночных и технологических моделях, является организация информационного взаимодействия программных комплексов оперативно-диспетчерского управления центров управления сетями (ЦУС) и автоматизированных систем учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Современные ЦУС электросетевых компаний играют ключевую роль в задачах транспорта и распределения электроэнергии. Итоги стартовавшей несколько лет назад программы создания автоматизированных ЦУС региональных подразделений распределительного электросетевого комплекса впечатляют: видеостены с наглядным представлением схемы электросети, мощнейшие ЦОДы с резервированием ключевых узлов, многофункциональные программные комплексы от ведущих мировых производителей, полный набор всей необходимой оперативной информации в реальном времени, режим функционирования 24/7/365. Переход на совершенно иной качественный уровень управления сетями позволяет эффективно решать такие задачи, как: