

ВЛИЯНИЕ РЫНОЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ НА ЗАДАЧИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ РЭЭС

Э.А. Алла, Ю.Я. Чукреев

Рыночные принципы хозяйствования внесли в характеристику объекта управления РДУ новые критерии. Акционирование в электроэнергетике привело к тому, что каждое АО-энерго стало контролировать движение своей товарной продукции и оплачиваемых услуг в соответствии с правилами работы рынка. В условиях реформирования это означает наличие коммерческих измерений часовых приращений электроэнергии по всем элементам сети на границах балансовой принадлежности субъектов рынка и измерений часовых приращений электроэнергии (среднечасовых мощностей) генерирующих источников поставщиков. Начиная с 1999 г., в результате целенаправленной политики РАО «ЕЭС России», субъекты ФОРЭМ приступили к широкому внедрению АСКУЭ.

Таким образом, помимо телеметрических измерений появился еще один источник информации о режиме, так как приращения энергии, фиксируемые АСКУЭ, по сути, являются усредненными мощностями на выбранных интервалах времени (чаще всего 60, 30, 15, 3 мин.). В связи с этим в распоряжении РДУ, ОДУ «СО-ЦДУ ЕЭС» и НП «АТС» оказались в общем случае три вида данных о движении товарной продукции субъектов рынка: данные ТИ, данные АСКУЭ и данные визуального съема информации со счетчиков. Последние установлены в качестве одной из форм внутрифирменной отчетности и передаются в виде отчетов по телефону, макетов и другом виде, несмотря на наличие автоматизированного учета.

Реструктуризация электроэнергетики приводит к усложнению процессов планирования режимов на основе ценовых аукционов НП «АТС», ужесточению временных регламентов, увеличению потока информации между субъектами рынка электроэнергии. Тем не менее, решение этих вопросов в большей степени касаются СО «ЦДУ ЕЭС», задачи же оперативного управления режимами на уровне региональной РДУ РЭЭС не претерпят каких-либо существенных изменений. Советчик диспетчера (см. рисунок), также как и в настоящее время, должен быть ориентирован на решение следующих основных задач:

- оценивания состояния системы и достоверизации данных ТИ и ТС;
- оценки предельно допустимых режимов по напряжению энергоузлов и перетокам мощности по системообразующим связям;
- формирования архивов режимов электропотребления по активной и реактивной мощностям для энергоузлов и всей ЭЭС в целом;
- текущего краткосрочного (суточного, недельного) планирования режимов;
- оперативного сверхкраткосрочного (в течение текущих суток) прогнозирования активных и реактивных нагрузок энергоузлов и всей ЭЭС в целом;
- оперативной коррекции параметров режима;
- контроля выполнения заданного диспетчерского графика.

На сегодняшний день, диспетчер РЭЭС контролирует выполнение диспетчерских графиков и принимает решение о необходимости их корректировки, основываясь на данных ОИК, в большинстве случаев, не совпадающих с данными АСКУЭ. Введение конкурентного рынка электроэнергии потребует устранения этого явления как раз на уровне РДУ. На укрупненной схеме советчика диспетчера пунктирными линиями выделены новые связи взаимодействия отдельных функциональных систем и задач советчика диспетчера, возникающие при реформировании отрасли (АСКУЭ – файл-сервер

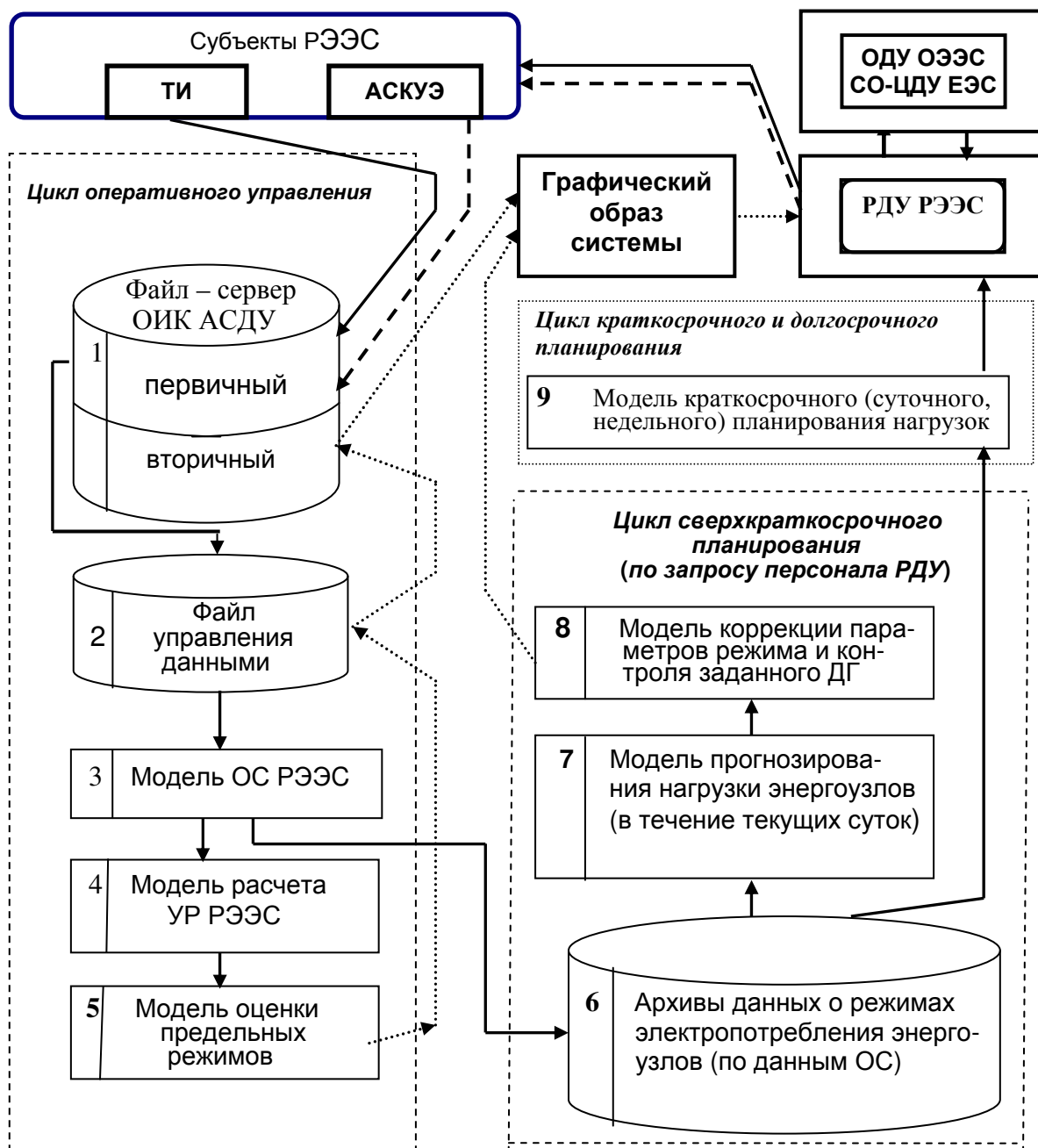


Рис. Укрупненная схема советчика диспетчера РДУ РЭЭС.

ОИК и РДУ РЭЭС – субъекты РЭЭС). Мелким пунктиром показаны рекомендации, получаемые в результате решения перечисленных выше задач советчика диспетчера.

При реформировании отрасли особая роль в советчике диспетчера будет отводиться задачам текущего краткосрочного (суточного) планирования режимов и контроля выполнения заданного ДГ в пределах текущих суток (на рис. 8- и 9-й блоки). От правильного решения поставленных задач во многом будет определяться эффективность работы РДУ и ОДУ. Ниже приведена краткая характеристика задач советчика диспетчера РДУ.

Оценивание состояния РЭЭС играет важную роль в формировании достоверной информационной базы о режимах функционирования РЭЭС. Под ОС понимают аналитическое восстановление режима ЭЭС по данным, получаемым по каналам телеметрии. Измерения неизбежно содержат ошибки, которые могут привести к принятию невер-

ных решений при оперативной коррекции параметров режима ЭЭС. Обнаружить или уменьшить ошибки ТИ можно за счет:

- увеличения точности и надежности элементов измерительных систем;
- дублирования измерений одного и того же параметра;
- проверки баланса по активной и реактивной мощностям узлов и выполнения законов Кирхгофа и Ома для электрических цепей;
- сопоставления измеренных и расчетных параметров режима с возможной вилкой их изменения (верхними и нижними границами), определяемой технологическими условиями;
- согласования значений параметров режима в текущий момент времени со значением этих же параметров в предшествующие моменты времени.

Последние три пункта предполагают определенную математическую обработку результатов ТИ. Именно эта обработка и составляет основу ОС ЭЭС. Программное обеспечение задачи ОС ЭЭС, работающее в реальном времени, должно удовлетворять требованиям по быстродействию (при цикле обновления информации на уровне РЭЭС равным от 1 до 5 сек.), надежности и робастности, т.е. быть малочувствительным к грубым ошибкам ТИ. В настоящее время разработан большой арсенал методов ОС ЭЭС, базирующихся в основном на аппарате известного статистического метода взвешенных наименьших квадратов (статическое оценивание) и кальмановской теории фильтрации (динамическое оценивание). Здесь уместно отметить, что в рыночных условиях задача ОС должна включать в себя и оценку данных АСКУЭ. Это новая проблема, решение которой необходимо при реструктуризации отрасли [1].

Оценка предельно допустимых режимов РЭЭС. В условиях жесткого лимита времени оценка предельно допустимых режимов невозможна без разработки быстродействующих методов расчета установившегося режима (УР) и выбора оптимальной траектории его утяжеления. В разработанной в Отделе энергетики ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН методике [2] расчет установившегося режима осуществляется в два этапа. Вначале для нахождения первого приближения используются методы нейросетевого моделирования [3,4], затем осуществляется проверка решения или, в случае необходимости, находится новое решение модифицированным итерационным методом последовательных релаксаций и ньютоновскими методами [2], используя начальное приближение, найденное на первом этапе решения. Задача практически не претерпевает каких-либо изменений при внедрении рыночных отношений в электроэнергетику.

Формирование архивов режимов электропотребления по активной и реактивной мощностям необходимо для решения задачи прогнозирования режимов электропотребления на любой период упреждения. Основой прогнозов являются активные и реактивные нагрузки составляющих энергоузлов, полученные по ретроспективным данным. Модель формирования архивов режимов электропотребления неразрывно связана с моделью оценивания состояния ЭЭС, а в условиях рыночных отношений еще и с данными АСКУЭ, причем последние должны иметь приоритетное значение.

Оперативная коррекция параметров режима ЭЭС и контроля выполнения заданного диспетчерского графика. Оценка работы диспетчера определяется тем, насколько он точно выдерживает диспетчерский график по отчетной информации, передающейся на верхние уровни иерархии управления. Очевидно, что отдельные отчетные данные (например, энергия за сутки), взятые из различных источников (ОИК АСДУ и АСКУЭ), будут не совпадать. И хотя это различие может быть невелико, тем не менее, оно часто сказывается и на сумме платежей на оптовом рынке и на оценке работы диспетчера РДУ, в том числе при объявлении нарушения ДГ со стороны вышестоящих органов оперативно-диспетчерского управления (СО-ЦДУ ЭЭС для ОДУ и ОДУ для РДУ).

При использовании разных измерительных приборов в ОИК и АСКУЭ диспетчер РЭЭС, отслеживающий режим по данным ОИК, принципиально не имеет возможности с абсолютной точностью влиять на результаты обмена товарной продукцией между субъектами рынка. Степень влияния разницы информации ОИК и коммерческих средств учета проявляется в разнице между интегральной величиной мгновенных значений сальдо-перетоков мощности, полученных по телеизмерениям за отчетный период (час, сутки, месяц) и соответствующих приращений энергии по данным коммерческих средств учета за этот же промежуток времени.

Уменьшение погрешности между данными ОИК АСДУ, по которым осуществляется планирование и оперативное ведение режима, и данными АСКУЭ, по которым выполняются финансовые взаиморасчеты между субъектами рынка электроэнергии, должно стать основным направлением совершенствования информационного обеспечения оперативного управления как на уровне ОДУ, так и РДУ. Решение этой задачи должно осуществляться как за счет математической обработки информации на основе основополагающих законов электротехники, так и чисто техническими мероприятиями. К основным техническим мероприятиям, направленным на повышение достоверности телеметрической информации можно отнести:

- повышение классов точности измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- совмещения точек расстановки преобразователей ТИ и счетчиков АСКУЭ;
- внедрение многофункциональных цифровых преобразователей, совмещающих функции счетчика электрической энергии и преобразователя ТИ.

Необходимость оперативной коррекции параметров режима обусловлена отклонениями реальных режимов от запланированных ДГ. Под коррекцией режима понимается выбор и реализация теми или иными способами наилучших значений независимых управляемых параметров в ЭЭС (активные и реактивные узловые мощности, уровни напряжения в отдельных узлах). Практическая реализация возможна за счет коррекции загрузки электрических станций по активной мощности и коррекции перетоков реактивной мощности в системообразующих связях с помощью источников реактивной мощности и РПН трансформаторов. Техническая обеспеченность Коми ЭЭС позволяет персоналу РДУ проводить коррекцию режима на основе анализа данных телеметрических измерений ОИК АСДУ в основном за счет перераспределения нагрузок отдельных электрических станций по активной мощности и в очень незначительной степени – за счет изменения коэффициентов трансформации РПН трансформаторов и автотрансформаторов. В соответствии с этим в советчике диспетчера должно быть реализовано программное обеспечение, позволяющее для интервалов времени сверхкраткосрочного прогнозирования нагрузки (от 15 мин. до нескольких часов) по запросу персонала РДУ выдавать рекомендации для целенаправленной коррекции параметров режима по заданным критериям. Временное упреждение необходимо как для согласования своих действий с верхним уровнем управления, так и из-за инерционности генерирующего оборудования.

Таким образом, реформирование электроэнергетики на уровне РДУ РЭЭС приведет к необходимости:

- ужесточения требований к достоверности телеметрической информации, используемой для краткосрочного планирования и оперативного ведения режимов работы РЭЭС;
- совершенствования технических средств и математического обеспечения для решения вопросов согласования данных ТИ и АСКУЭ;
- разработки и внедрения на рабочем месте диспетчера РДУ программного обеспечения задач краткосрочного (суточного) и сверхкраткосрочного (в течение текущих

суток от 15 мин. до 6-8 час.) планирования электропотребления и расчета оптимальных вариантов оперативной коррекции параметров режима для контроля выполнения заданного диспетчерского графика по методикам, используемым при расчете суточного диспетчерского графика.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Кюснер А.В., Паздерин А.В., Паниковская Т.Ю., Плесняев Е.А.** Расчет распределения потоков электрической энергии в сети по данным измерительных комплексов учета электроэнергии на основе оценивания состояния. – В настоящем сборнике. – С. 100-107.

2. **Чукреев Ю.Я., Полуботко В.А.** Модели оперативного управления установившимися режимами региональной электроэнергетической системы в реальном времени. – Сыктывкар, 1994. – 20 с. (Сер. сообщ. Новые науч. методики / Коми НЦ УрО РАН; Вып. 45).

3. **Чукреев Ю.Я., Хохлов М.В., Алла Э.А.** Оперативное управление режимами региональной энергосистемы с использованием технологии искусственных нейронных сетей //Электричество, 2000. – №4. – С.2-10.

4. **Новые** информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами /Н.А.Манов, Ю.Я.Чукреев, М.И.Успенский и др. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 205 с.

Об авторах.

Алла Эдуард Арнольдович, окончил электроэнергетический факультет Ивановского энергетического института в 1979 г. Главный диспетчер РДУ АЭК «Комиэнерго».

Чукреев Юрий Яковлевич, 1954 г.р. В 1976 г. окончил электроэнергетический факультет Алма-Атинского энергетического института. В 1998 г. защитил докторскую диссертацию в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (г. Иркутск). Заведующий лабораторией энергетических систем ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН. Область научных интересов – оперативное управление режимами функционирования ЭЭС, оценка и обеспечение надежности ЭЭС, искусственный интеллект в технических системах.