

## Вопросы достоверности телеизмерений мощности в задачах ведения режима электроэнергетической системы

Т.С. Коренюк

В настоящее время выход АО-энерго на оптовый рынок электроэнергии и мощности переходного периода диктует новые требования в части информационного обеспечения диспетчера, как гаранта соблюдения интересов всех субъектов рынка, а также интересов государства по укреплению энергетической безопасности страны [1]. Управление режимами функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС) делится на автоматическое и оперативное. Оба временных разреза управления характеризуются недостаточной информационной обеспеченностью, несовершенством методов обработки информации и выработки решений, ограниченным временем для принятия управляющих воздействий. Развитие математических методов и средств вычислительной техники, появление микропроцессоров и их совершенствование позволяют в значительной степени снять ограничения на качество управления режимами ЭЭС [2].

Главным источником информации для целей оперативно-диспетчерского управления был и остается ОИК (оперативно-информационный комплекс), отображающий с помощью разных технических средств данные телеизмерений (ТИ) параметров режима (мощности, напряжения, I) в реальном времени. Начиная с 1999 г., в результате целенаправленной политики РАО "ЕЭС России" субъекты ФОРЭМ приступили к широкому внедрению АСКУЭ. Таким образом, появился еще один источник информации о режиме, так как приращения энергии, фиксируемые приборами учета, по сути являются усредненными мощностями на выбранных интервалах времени (чаще всего 60, 30, 15, 3 мин.) [1].

Главным условием реализации коммерческой управляемости энерго объединения (ЭО) в условиях рынка служит адекватность отображения коммерческих (договорных) параметров режима средствами диспетчерского технологического управления. С практической точки зрения это означает, что диспетчеру любого уровня иерархии управления системного оператора (СО) необходимо принимать решения по выполнению и корректировке диспетчерского графика (ДГ), основываясь на данных оперативных информационно-управляющих комплексов (ОИУК), которые соответствуют текущему выполнению договорных обязательств поставщиками и покупателями на рынке и при этом узаконены действующими нормативными документами и (или) договорами [1].

Очевидно, что отдельные отчетные данные (например, энергия за сутки), полученные из различных источников (ОИК 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, в том числе при объявлении нарушения диспетчерского графика (НДГ) со стороны вышестоящих органов оперативно-диспетчерского управления [1].

В существующей нормативной документации нет четких указаний о необходимости применения в различных случаях тех или иных источников информации. Так, в "Положении о диспетчерском графике», утвержденном решением правления РАО ЕЭС России" 27/У1 2000 г., говорится, что на всех уровнях диспетчерского управления контроль выполнения диспетчерского графика осуществляется по данным измерительных приборов и оперативно-информационного комплекса (ОИК) АСДУ с сопоставлением, при необходимости, с данными приборов коммерческого учета - АСКУЭ (электросчетчиков). С внедрением АСКУЭ наметилась тенденция использования данных о приращениях энергии как средство оперативного контроля текущего режима [1]. Это вызвано прежде всего тем, что зачастую техническая наблюдаемость узла сети ограничивается его коммерческой наблюдаемостью ввиду отсутствия датчиков телеизмерений ОИК, а также периодическим совершенствованием систем коммерческого учета электроэнергии и мощности в части уменьшения периода поступления информации.

Такой подход противоречит требованиям, предъявляемым к АСКУЭ, как к средству, обеспечивающему информацией коммерческие операции, проводимые на ФОРЭМ. К тому же, оперативный контроль текущего режима ведется в режиме реального времени

(*on-line*) – понятие, не применимое к АСКУЭ по своей сути. Даже самые малые периоды обновления информации АСКУЭ (1-3 мин.) не соответствуют требуемым, согласно ПТЭ [3], периодам обновления «*on-line*» режима 5-10 с. Все приведенные аргументы не исключают при этом возможность совместного использования АСКУЭ и ОИК, как взаимоконтролирующих источников информации при ведении диспетчерского графика. И такой подход к использованию информационных ресурсов должен быть предусмотрен концепцией информатизации ФОРЭМ. Безусловно, требования предъявляемые к АСКУЭ и ОИК соприкасаются косвенно, но, также нельзя не учесть, что во всех случаях датчики ОИК и счетчики АСКУЭ подключены к одним и тем же первичным преобразователям, что, в свою очередь, исключает из членов метрологической составляющей небаланса показаний за некоторый период погрешность, вносимую первичными преобразователями.

Совместное использование информации ОИК и АСКУЭ при формировании «советчика» диспетчеру позволит снизить *коммерческую информационную неопределенность* [1], возникающую ввиду отличия коммерческой информации от оперативной, контролируемой в процессе управления, и оптимизировать работу диспетчера с точки зрения корректного ведения ДГ.

Так же, привлечение к решению задач эффективного управления режимом ЭЭС все чаще предлагается использование генетических алгоритмов (ГА) и искусственных нейронных сетей (ИНС). Как известно для эффективной работы искусственного интеллекта необходимо его предельно корректное обучение, что в свою очередь так же предъявляет высокие требования к информации, используемой в процессе обучения ИНС или ГА.

В общем виде, процедура достоверизации ТИ мощности и энергии может состоять из ряда логико-математических алгоритмов, каждый из которых является обособленным и связан со смежными иерархией построения:

1. Контроль по адекватности показаний – согласование знака ТИ в контролируемой точке с ТС участка, ТИ смежных точек;
2. Контроль по соотношению значений – согласование значения ТИ в контролируемой точке со значениями ТИ и АСКУЭ смежных участков с учетом топологии схемы;
3. Контроль по условию сходимости контрольных уравнений (КУ) (Балансовая сходимость[4]) – метод контроля достоверности показаний по контрольным уравнениям [5];
4. Контроль по ТИ тока и напряжения в контролируемой точке.

На участке электрической сети это может быть представлено следующим образом:

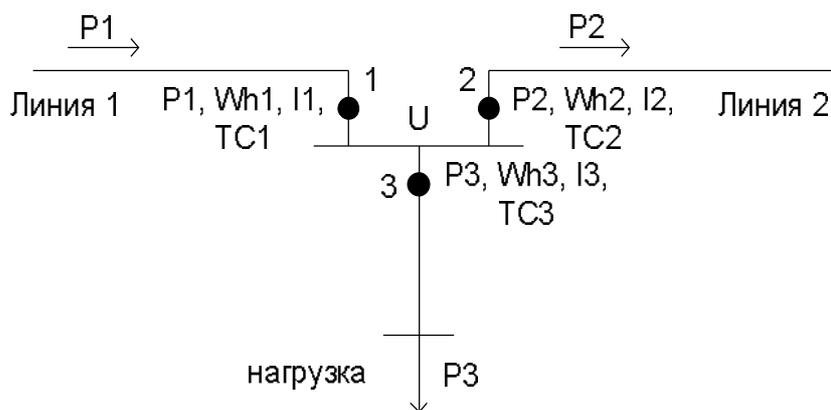


рис. 1 Участок схемы ЭЭС

Примечание к рис.1: 1, 2, 3 – номера измерительных комплексов (ИК),  $P_i$  – ТИ мощности  $i$  – го ИК,  $I_i$  – ТИ тока  $i$  – го ИК,  $Wh_i$  – ТИ энергии  $i$  – го ИК,  $TC_i$  – телесигнализация о состоянии коммутационного оборудования соответствующего  $i$  – го присоединения,  $U$  – напряжение шин, ( $TC = 1$  – соответствует положению «Включено»,  $TC = 0$  – соответствует положению «Отключено»).

Задача по схеме: достоверизация ТИ в точке 2:

1. Контроль по *адекватности показаний*:  
 $P_2 > 0$  если:

а)  $TC1 = 0, TC3 = 1, TC2 = 1, P3 < 0$ ;

б)  $TC1 = 1, TC3 = 1, TC2 = 1, P1 < 0, P3 < 0$ ;

в)  $TC1 = 1, TC3 = 0, TC2 = 1, P1 < 0, P3 = 0$ ;

$P2 = 0$  если:

а)  $TC2 = 0$ ;

$P2 < 0$  если:

а)  $TC1 = 1, TC3 = 1, TC2 = 1, P1 > 0, P3 > 0$ ;

б)  $TC1 = 1, TC3 = 0, TC2 = 1, P1 > 0, P3 = 0$ .

2. Контроль по соотношению значений:

(Для направлений перетоков мощности согласно схемы)

а)  $|P2| < |P1|$ ;

б)  $|P2| < |P1 + P3|$ ;

в)  $\int P2 = Wh2$ ;

г)  $\int P2 < Wh1 + Wh3$ .

3. Контроль по условию сходимости КУ:

(Для направлений перетоков мощности согласно схемы)

а)  $Wh1 - Wh3 - Wh_{потерь} = \int P2$ ;

б)  $P1 - P3 - P_{потерь} = P2$ ;

в)  $\int P2 - Wh2 = \Delta_{дон}$ ;

4. Контроль по ТИ тока и напряжения:

(Для направлений перетоков мощности согласно схемы)

а)  $P2 = U * I1 * \cos j$ ;

б)  $P2 < U * I1 * \cos j - U * I3 * \cos j$ .

Конечно, реализация такой последовательности проверок в полном объеме возможна лишь в случае полной наблюдаемости узлов схемы, что, к сожалению, не является характерным для большинства отечественных энергосистем. Возможным путем выхода из ситуации неполноты информации, как упоминалось выше, является привлечение к решению задачи достоверизации данных о перетоках энергии из АСКУЭ. Привлечение данных АСКУЭ преследует следующие цели:

- получение данных, дублирующей ТИ перетока мощности;
- получение информации о перетоке мощности в точках неохваченных устройствами телемеханики (ненаблюдаемые узлы).

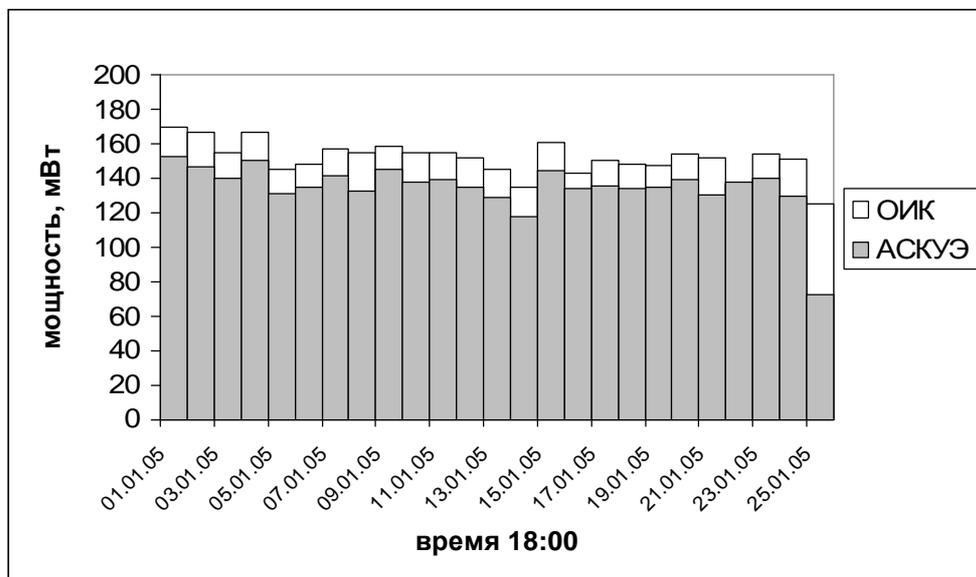
Чаще всего задача достоверизации ТИ мощности и энергии связана с теми или иными статистическими способами обработки измерений, а процесс восстановления некорректных данных – с математическими алгоритмами нахождения псевдозамеров.

Так имея выборку, состоящую из ТИ перетока мощности по данным ОИК и АСКУЭ за некоторый интервал времени, для решения задачи достоверизации ТИ перетока мощности можно использовать метод таблиц распределения Стьюдента. Этот метод исключения аномальных значений выборок отличается простотой и доступностью. Распределение Стьюдента считается связанным с нормальным распределением, что соответствует закону распределения ошибок в ТИ [6].

Известно, что критическое значение  $t_p$  ( $p$ - процентная точка нормированного выборочного отклонения) выражается через критическое значение распределения Стьюдента  $t_{p, n-2}$ :

$$t_{(p,n)} = \frac{t_{(p,n-2)} \sqrt{(n-1)}}{\sqrt{n-2 + [t_{(p,n-2)}]^2}}.$$

Учитывая это, процедуру отсева грубых погрешностей измерений можно представить в виде примера 1, где выборка представляет из себя ретроспективные данные о перетоке мощности по межсистемной ВЛ-220 кВ.



Выходная форма контроля достоверности измерений перетоков мощности

ОИК, МВт	АСКУЭ, МВт	$\Delta$ , МВт	$\tau$	заключение
170,00	152,70	17,30	0,11	БЕЗ ОТСЕВА
---//---				
157,00	141,77	15,23	0,58	БЕЗ ОТСЕВА
155,00	132,85	22,16	1,74	ОТСЕВ по усмотрению
159,00	144,94	14,06	0,98	БЕЗ ОТСЕВА
---//---				
161,00	144,41	16,59	0,13	БЕЗ ОТСЕВА
143,00	133,95	9,05	2,66	ОТСЕВ по усмотрению
150,00	135,38	14,62	0,79	БЕЗ ОТСЕВА
---//---				
152,00	130,47	21,53	1,53	БЕЗ ОТСЕВА
136,00	137,44	1,44	5,21	БЕЗ ОТСЕВА
154,00	139,76	14,24	0,92	БЕЗ ОТСЕВА
151,00	129,94	21,06	1,37	БЕЗ ОТСЕВА
125,00	72,39	52,61	11,96	ОТСЕВ
Среднее		16,97		
Дисперсия		8,88		
СКО		2,98		

Где процентные точки распределения Стьюдента:

$t(5\%, 25) = 1,7081$

$t(0,1\%, 25) = 3,4502$

В примере 1 выявление аномального значения  $\Delta$  (ТИ произведенное последним), влечет за собой необходимость обнаружения источника «плохих» данных. Сделать это можно путем проверки правильности работы одной из систем сбора данных (ОИК/АСКУЭ) некоторыми известными методами [7]. На основании полученных результатов оставляют тот замер, который получен из корректно работающей системы сбора данных.

Выводы:

Метод достоверизации телеизмерений мощности, основанный на взаимосвязи информации ОИК и АСКУЭ, как способ предварительной обработки данных, позволяет контролировать техническое состояние систем сбора данных, эффективно выявлять грубые ошибки ТИ и их источники, заменять «плохие» ТИ на псевдозамеры с целью повышения достоверности исходных данных в задачах долгосрочного и краткосрочного

планирования режимов ЭЭС, ведения диспетчерского графика, расчета уставок автоматики ограничения нагрузки и т.д. без привлечения дополнительных затрат на организацию дублирующих источников информации.

Список литературы:

1. Осика Л.К. Информационные технологии диспетчерского управления в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности // Электрические станции. – 2003. - №3, С. 2-8.
2. Н.А. Манов, М.В. Хохлов, Г.П. Шумилова, М.И. Успенский, Ю.Я. Чукреев, И.В. Кызродев «Информационные технологии и совершенствование оперативного управления региональными ЭЭС» <http://energy.komisc.ru/seminar/Allsem.pdf>.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Министерство энергетики РФ. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 368 стр.
4. «О повышении достоверности учета и анализа допустимых и фактических небалансов электроэнергии на электростанциях, подстанциях и в сетях» Пирогов В.Н., Старцев И.П., Парцахашвили И.П. Электрические станции 2003 №1 стр. 65-67
5. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение плохих данных в телеизмерениях для АСДУ ЭЭС на основе контрольных уравнений. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, 1998, 50с.
6. Коренюк Т.С. Верификация телеизмерений перетоков мощности в ЭЭС// «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». Сб. тр. IV Всероссийской науч.-техн. конф. с международным участием. Благовещенск, Амурский гос. университет, 2005, с. 147.
7. Анищенко В.А., Антоневиц В.Ф., Радкевич В.Н., Уласевич А.Ф. Контроль погрешности измерений в системе учета межгосударственных перетоков активной энергии. - Электрические станции, 2001, №4, с. 13-17