

УДК 621.311.161

П. Д. Лежнюк, д. н. т., проф.; В. Ю. Прохвятилов; Г. Д. Красковский**ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ АДРЕСНЫМИ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

В статье рассматриваются вопросы повышения технико-экономической эффективности работы электрических сетей в условиях балансирующего рынка и двусторонних договоров электроснабжения за счет совершенствования информационного обеспечения.

Ключевые слова: электрические сети, адресные потоки, потери электроэнергии, информационное обеспечение.

Введение

Одним из главных условий реализации бизнес-процессов управления режимами электрических сетей (ЭС), в том числе управления адресными потоками мощности, является качественная информация о состоянии сетей. Мониторинг потоков мощности в условиях двусторонних договоров и балансирующего рынка электроэнергии выдвигает ряд требований к технологической информации, вызванных необходимостью контролировать и компенсировать в темпе процесса дисбалансы, технологические потери электроэнергии, устанавливая их адрес, а также реагировать на внутренние и внешние возмущения. Все это может и должно осуществляться в условиях локализации управления с соблюдением основных принципов централизованного управления для достижения системного эффекта [1 – 3].

Технико-экономическая эффективность функционирования системы передачи и реализации электроэнергии зависит от полноты и точности информации. Часть нужной информации представляет собой потоки данных с объектов управления об их состоянии и режимах работы (состояние коммутационных аппаратов, значения напряжения, мощности и др.). Обработка поступающей информации ведется в режиме реального времени, поэтому качество принимаемых диспетчером решений и условия работы автоматических систем зависят от надежности и производительности информационных систем, реализующих данный функционал. Другая часть информации представляет собой поток данных для осуществления долгосрочного и краткосрочного планирования режимов, координации ремонтной деятельности. Эти виды информации не носят оперативный характер, но от них также зависит точность оптимизации и принятия решений по оперативному контролю (мониторингу) и управлению потоками мощности в электрических сетях.

Данная статья посвящена исследованию задач, связанных с повышением эффективности функционирования электрических сетей в условиях адресного электроснабжения, транзитов электроэнергии, а также их информационного обеспечения.

Определение потерь электроэнергии, вызванных адресными потоками

На сегодняшний день решению этой задачи посвящено много публикаций, в которых потери от адресных и транзитных перетоков предлагается определять различными методами. В [2] эти потери предлагается определять методом линеаризации установившихся режимов, рассчитанных для заданных временных срезов, с последующим использованием метода наложения. Такой подход позволяет определить, от каких источников электроэнергии и в каком количестве передается электроэнергия к заданному узлу (потребителю).

По сути, задача определения потерь электроэнергии от транзитных перетоков является задачей определения соответствующих составляющих потерь в ветвях системы, по которым передается транзитная электроэнергия. В [2] показано, что потери в ветвях схемы системы в

зависимости от мощности в узлах системы определяются:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\mathbf{B}} = \dot{\mathbf{A}}_{\mathbf{k}} \dot{\mathbf{S}} + \Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}, \quad (1)$$

где $\dot{\mathbf{S}}$ – вектор мощностей в узлах; $\dot{\mathbf{A}}_{\mathbf{k}}$ – матрица коэффициентов распределения потерь мощности в ветвях электрических сетей в зависимости от мощностей в узлах с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов связи; $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$ – вектор-столбец потерь мощности в ветвях схемы от э. д. с. несбалансированных коэффициентов трансформации.

В (1) каждая строка матриц $\dot{\mathbf{A}}_{\mathbf{k}}$ и $\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$ определяется:

$$\begin{aligned} \dot{A}_{ki} &= (\dot{U}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{U}_d^{-1}; \\ \Delta \dot{S}_{\text{нб}i} &= (\dot{U}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{D}}_{\text{б}i} \widehat{\mathbf{U}}_{\text{б}}, \end{aligned} \quad (2)$$

где \dot{A}_{ki} – вектор-строка матрицы коэффициентов распределения потерь мощности для i -ой ветви схемы от мощности в ее узлах с учетом комплексных коэффициентов трансформации; $\Delta \dot{S}_{\text{нб}i}$ – потери в i -ой ветви от э. д. с. несбалансированных коэффициентов трансформации трансформаторов связи; \dot{U}_t – транспонированный вектор напряжений в узлах; $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}$ – матрица связей ветвей с узлами с учетом коэффициентов трансформации; \dot{U}_d – диагональная матрица напряжений в узлах; $\widehat{\mathbf{C}}_k$ – сопряженная матрица токораспределения с учетом трансформаторных связей; $\widehat{\mathbf{D}}_{\text{б}}$ – сопряжённая матрица проводимостей, формирующих уравнительные токи от несбалансированных коэффициентов трансформации в замкнутых контурах ЭС; $\widehat{\mathbf{U}}_{\text{б}}$ – сопряжённый вектор-столбец напряжений в балансирующих узлах.

Заметим, что коэффициенты распределения потерь зависят от значений напряжения в узлах, которые определяются нагрузками и генерированием в узлах схемы, а также от параметров схемы, которые при определенных допущениях принимаются постоянными, но таковыми не являются, поскольку зависят от температуры окружающей среды и нагрузки. Учет этих факторов позволяет утверждать, что нелинейность зависимости потерь от параметров режима в модели (1) – (2) сохраняется.

Возможны два варианта проведения расчетов потерь электроэнергии: когда осуществляется постоянный мониторинг потерь по данным телеизмерений и когда расчеты потерь электроэнергии выполняются за период T с использованием характеристик графиков нагрузок. В первом варианте, при изменении режима ЭС, необходимо пересчитывать матрицу коэффициентов распределения потерь в ветвях, потому что значения ее элементов зависят от напряжения в узлах. Последнее условие является выполнимым, если достигнут определенный уровень развития оперативно-информационного комплекса (ОИК) ЭС, а также аппаратного и программного обеспечения АСДУ. Как часто необходимо пересчитывать матрицу $\dot{\mathbf{A}}_{\mathbf{k}}$, зависит от требуемой точности расчета потерь в ветвях $\Delta P_{\text{б}}$ и, в частности, в заданных ветвях.

В другом варианте осуществляется расчет потерь мощности для режима максимального адресного перетока ΔP_{max} или для среднего значения мощности, передаваемой i -ому потребителю согласно договоренного графика, $\Delta P_{\text{ср}}$. Потери электроэнергии от адресных потоков ΔW для периода T определяются соответственно по формулам:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{max}} \tau, \quad (3)$$

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} T k_{\phi}^2, \quad (4)$$

где τ – число часов наибольших адресных потерь; k_{ϕ}^2 – коэффициент формы графика нагрузок i -ого потребителя, для которого определяется его участие в суммарных потерях ЭС.

В первом случае, чтобы воспользоваться формулой (1) для определения потерь, нужно знать матрицу \dot{A}_k , которая определяется по результатам расчета установившегося режима. Для этого, как известно, требуется соответствующий объем информации. Она формируется в базе данных ОИК. Во втором случае в (3) и (4) ΔP_{max} и ΔP_{cp} так же определяются по результатам расчета установившегося режима. Для определения τ и k_{ϕ}^2 необходимо знать планируемый график потребления мощности и отклонения от него реального графика. Реальный график потребления мощности в условиях балансирующего рынка по разным причинам может существенно отличаться от договорного графика [4]. Таким образом, погрешность определения потерь электроэнергии зависит от точности параметров ЭС и параметров ее режима, а также от условий электропотребления. Для контроля и оптимального управления адресными потоками мощности в электрических сетях энергосистем и определения адресных потерь электроэнергии нужно развивать и совершенствовать существующее информационное обеспечение.

АСКУЭ локального уровня как элемент системы балансирования электроэнергии

Цель усовершенствование АСКУЭ – формирование прозрачных отношений между производителями, поставщиками и потребителями электрической энергии. Исходя из чего, главными задачами АСКУЭ локального уровня является обеспечение учета активной и реактивной электрической энергии на границах балансовой принадлежности электрических сетей, а также повышение точности, достоверности и оперативности получения данных относительно производства, передачи и снабжения электрической энергии [5]. Реализация этих задач позволяет повысить эффективность оперативного управления режимами электрических сетей и осуществлять мониторинг всех составляющих баланса электрической энергии с целью формирования мероприятий по их оптимизации.

Структура задач АСКУЭ регламентируется нормативными документами [5] и определяет функциональную структуру системы, которая в общем случае состоит из измерительной среды, подсистемы сбора и обработки данных и коммуникационной среды (рис. 1).

Согласно функциональной насыщенности АСКУЭ установлен перечень требований к ее элементам (рис. 1) относительно их надежности и достоверности исходной информации [5, 6]. Отдельные требования выдвигаются к точности измерительной среды, а именно: к классам точности измерительных трансформаторов, а также первичных преобразователей и счетчиков [6]. Вместе с тем, для локального уровня АСКУЭ практически отсутствует перечень требований и рекомендаций относительно объема и периодичности обновления информации, т. е. формирование измерительной среды, необходимой для решения их функциональных задач, связанных с составлением балансов электроэнергии и управлением режимами ЭС.

Нерешенность данного вопроса в сочетании с практической невозможностью обеспечения полной наблюдаемости ЭС является одной из главных причин, которые усложняют разработку и внедрение АСКУЭ, а также организацию эффективного функционирования данной системы.

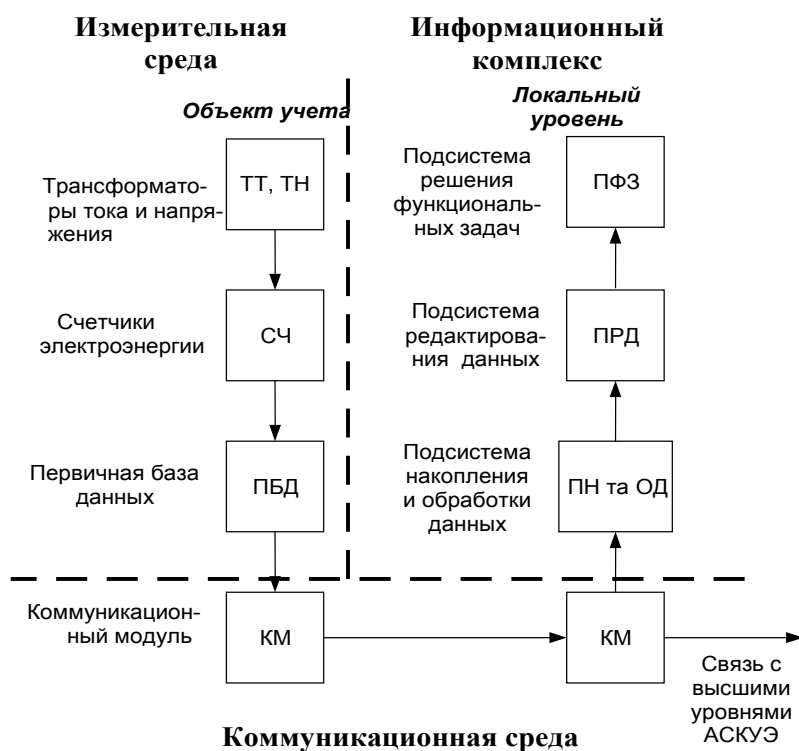


Рис. 1. Функциональная схема АСКУЭ

Последнее приводит к практической невозможности анализа структуры балансов электроэнергии, поскольку информационное обеспечение позволяет (с определенной точностью) определить лишь суммарные балансовые затраты электроэнергии. Таким образом, обоснованная разработка мероприятий по уменьшению отдельных составляющих суммарных затрат электроэнергии (технических, коммерческих потерь и т. п.) на практике является сложной, а часто невозможной задачей.

Необходимость учета изменения параметров сети для повышения эффективности контроля и управления транспортом электроэнергии

Новые возможности существующих информационных технологий позволяют перейти к более эффективному управлению и эксплуатации электрических сетей в рамках балансирующего рынка за счет мониторинга статистически объективных данных о параметрах окружающей среды, которые в значительной степени влияют на краткосрочный прогноз потребления электроэнергии, потери электроэнергии в элементах сетей и систем и т. д. Для этого необходимо использовать систему сбора метеоданных (ССМ). Данные метеонаблюдений, сформированные в соответствующей базе данных, обеспечивают их анализ, оценку и прогнозирование метеорологической обстановки.

В [7] предложена структура ведомственной системы сбора метеопараметров на основе метеопостов подстанций. Эффективность подобной системы, которая используется для уточнения параметров ЭС, подтверждается опытом [8]. Например, уточнение данных об активном сопротивлении ЛЭП позволяет более точно определить потери в электрических сетях. В табл. 1 в качестве примера приведены результаты расчета потерь мощности в Днепровских электрических сетях без учета и с учетом изменения активных сопротивлений линий из-за повышения температуры.

Таблица 1

Потери мощности в электрических сетях

Режим	Поступле- ние P, МВт	Отпуск P, МВт	Суммар- ные потери P, МВт	Потери в ЛЭП 750-330 кВ, МВт	Потери в ЛЕП 220-35 кВ, МВт	Потери в трансформа- тах, МВт
Исходный	7063,1	6962,5	100,6	62,1	17,1	21,4
Увеличение активного сопротивления ЛЭП на 5%	7065,8	6962,4	103,4 (+3%)	63,3 (+2%)	18,7 (+9%)	21,4

Как видно из табл. 1, неучет изменения только активного сопротивления в зависимости от метеоусловий приводит к существенным погрешностям определения потерь мощности в электрических сетях. Причем по этой причине большая погрешность в сетях более низкого напряжения. В сетях 330 кВ и выше, где определяющими являются потери на корону, влияние на погрешность расчета потерь изменения активного сопротивления проявляется в меньшей степени. В этих сетях учет метеоусловий необходим для более точного определения потерь на корону, особенно вдоль трассы.

Для получения наиболее желательного эффекта при оптимизации работы электрических сетей должны быть учтены все влияющие факторы, в том числе и погрешности телеизмерений для более точного расчета режима и, соответственно, принятия оптимизирующих воздействий. Существенное значение для принятия оптимизирующих воздействий имеет также наблюдаемость и управляемость системы.

При определении потерь мощности погрешность телеизмерений (S, P, Q, U и т. д.) в узле может быть от 0 до $\pm 5\%$. При определении любых параметров телеизмерений все сводится к определению нагрузки (генерирования) в узле. Таким образом, оценку влияния погрешности телеизмерения можно приравнять к изменению нагрузки в узле, т. е. к малому возмущению в ЭС.

Сначала осуществляется расчет без учета погрешностей телеметрии. После расчета упроченного режима в алгоритме предусмотрено определения матрицы коэффициентов токораспределения \dot{C} и матрицы коэффициентов распределения потерь \dot{A} . После формирования матрицы коэффициентов определяются потери мощности в заданных ветвях от заданных узлов. Потом проводится коррекция начальных данных с учетом погрешности телеметрии и приводится еще один расчет, который позволяет определить влияние погрешности телеметрии на потери мощности в заданных ветках или узлах. Влияние погрешности телеметрии рассматриваем как новый режим работы ЭС:

$$\delta \dot{S}_i = \dot{T}_i^k \dot{S}^k - \dot{T}_i^{k+\Delta} \dot{S}^{k+\Delta},$$

где $\dot{S}^{k+\Delta}$ – изменение мощности в узле с учетом погрешности телеметрии или с учетом того, что $\dot{S}^{k+\Delta} = \dot{S}^k + \delta \dot{S}$, а $\delta \dot{T}_i = \dot{T}_i^k - \dot{T}_i^{k+\Delta}$, погрешность определения потерь мощности в ветвях схемы от погрешности телеизмерений будет

$$\dot{P}_{S_g} = \delta \dot{T}_i \dot{S}^k - \delta \dot{S} \dot{T}_i^{k+\Delta},$$

где \dot{S}^k – мощность в узле ЭС без учета погрешности телеизмерения; $\dot{S}^{k+\Delta} = \dot{S}^k + \delta \dot{S}$ – мощность в узле ЭС с учетом погрешности телеизмерения; \dot{T} – матрица коэффициентов распределения потерь мощности в ветвях схемы в зависимости от мощности в узлах.

Если измерения проводились только в одном узле – g-ом, то прирост потерь мощности в i-ой ветви с учетом погрешности телеизмерения в g-ом узле на $\delta \dot{S}_g$ будет составлять

$$\delta S_{ig} = \Pi_{tig} \delta S_g.$$

Отсюда определяется коэффициент чувствительности потерь мощности в i -ой ветви от погрешности телеизмерений в g -м узле

$$\Pi_{tig} = \frac{\delta S_{ig}}{\delta S_g}.$$

Дальше можно решить обратную задачу. Как результат усовершенствования информационного обеспечения устанавливается новая допустимая погрешность (меньше предыдущей) и определяется соответствующая погрешность расчета потерь. По разности предыдущих и новых значений потерь судят об эффективности вложений в систему информационного обеспечения.

Выводы

Развитие информационных систем, являясь важным фактором повышения эффективности систем диспетчерского и технологического управления, должно рассматриваться не только как важная организационно-техническая, но и как приоритетная экономическая задача. Для обеспечения наблюдаемости и управляемости адресными потоками мощности нужно совершенствовать аппаратную и программную составляющие информационного обеспечения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кириленко А. В., Прихно В. Л. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 3 – 10.
2. Лежнюк П. Д., Бурыкин А. Б., Кулик В. В. Определение потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем от транзитных потоков // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 31 – 36.
3. Интеллектуальні системи керування потоками електроенергії в локальних об'єктах. О. В. Кириленко, Ю. С. Петергеря, Т. О. Терещенко, В. Я. Жуйков – К.: Медіа ПРЕС, 2005. – 211 с.
4. Праховник А. В., Коцар О. В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку // Енергетика та електрифікація. – 2010. – № 2. – С. 42 – 52.
5. Технічні вимоги до автоматизованої системи комерційного обліку оптового ринку електричної енергії України. Додаток 7(4) до Договору між Членами Оптового ринку електричної енергії України. Київ, 2003.
6. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку. – Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України №32/28/28/276/75/54 від 17.04.2006 р. – Київ.
7. Формирование ведомственной системы сбора метеоданных в условиях эффективного оптового рынка электроэнергии / Н. Н. Титов, М. С. Доценко, С. И. Доценко и др. // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуючого ринку. – К.: 2009. – С. 41–48.
8. Воротницкий В. Э., Туркина О. В. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за учета метеоусловий // Электрические станции. – 2008. – №10. С. 42 – 49

Лежнюк Петр Демьянович – д. т. н., профессор, заведующий кафедрой электрических станций и систем;

Винницкий национальный технический университет.

Прохватилев Владимир Юрьевич – технический директор ООО «Хартеп»;

Красковский Геннадий Дмитриевич – магистр, кафедра электрообеспечения;
Национальный технический университет Украины «КП».