

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ АДРЕСНЫМИ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Досліджено задачі, пов'язані з підвищенням ефективності сумісного функціонування електричних мереж енергосистем в умовах адресного електропостачання, транзитів електроенергії зовнішнім споживачам, а також їх інформаційного забезпечення. Серед іншого визначено, що задача розвитку інформаційних систем має розглядатися не лише як важлива організаційно-технічна, але й як пріоритетна економічна задача.

Введение. Одним из основных условий реализации бизнес-процессов управления режимами электроэнергетических систем (ЭЭС), в том числе управления адресными потоками мощности, является качественная информация о состоянии системы. 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 [5–7].

Технико-экономическая эффективность функционирования системы производства, 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 энергосистем.

ЭЭС Украины имеет значительные перспективы относительно увеличения своих транзитных возможностей. Этому способствуют такие объективные факторы, как территориальное расположение, высокий спрос на энергоносители в соседних странах и наличие развитых магистральных электрических сетей. Однако магистральные электрические сети объединены на параллельную работу с распределительными сетями, что из-за их неоднородности усложняет передачу электроэнергии, в том числе ее транзит. Это проявляется во взаимовлиянии режимов магистральных и распределительных сетей, что отрицательно сказывается на перетоках мощностей между соседними системами, на перетоках между электрическими сетями разного напряжения отдельных систем, а также на сквозных (транзитных) перетоках мощности в электрических сетях [7]. Результатом взаимовлияния режимов электрических сетей ЭЭС являются дополнительные потери электроэнергии, которые необходимо учитывать при планировании и оптимизации адресных и транзитных потоков мощности.

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

Определение потерь электроэнергии, вызванных адресными перетоками. Решению этой задачи посвящено много публикаций, в которых потери от транзитных перетоков предлагается определять различными методами. В [7] 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, определение потерь электроэнергии от транзитных перетоков является задачей определения соответствующих составляющих потерь в ветвях системы, по которым передается транзитная электроэнергия. В работе [7] показано, что потери в ветвях схемы системы в зависимости от мощности в узлах системы определяются таким образом:

$$\Delta \dot{S}_B = \dot{A}_k \dot{S} + \Delta \dot{S}_{нб}, \quad (1)$$

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

В уравнении (1) каждая строка матриц \dot{A}_k и $\Delta \dot{S}_{нб}$ определяется в виде

$$\begin{aligned} \dot{A}_{ki} &= (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{C}_{ki} \dot{U}_d^{-1}; \\ \Delta \dot{S}_{нбi} &= (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{D}_{би} \hat{U}_б, \end{aligned} \quad (2)$$

где \dot{A}_{ki} – вектор-строка матрицы коэффициентов распределения потерь мощности для i -й ветви схемы от мощности в ее узлах с учетом комплексных коэффициентов трансформации; $\Delta \dot{S}_{нбi}$ – потери в i -й ветви от ЭДС несбалансированных коэффициентов трансформации трансформаторов связи; \dot{U}_t – транспонированный вектор напряжений в узлах; $\dot{M}_{\Sigma k}$ – матрица связей ветвей с узлами с учетом коэффициентов трансформации; \dot{U}_d – диагональная матрица напряжений в узлах; \hat{C}_k – сопряженная матрица токораспределения с учетом трансформаторных связей; $\hat{D}_б$ – сопряжённая матрица проводимостей, формирующих уравнительные токи от несбалансированных коэффициентов трансформации в замкнутых контурах ЭЭС; $\hat{U}_б$ – 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 перечисленных факторов позволяет утверждать, что нелинейность зависимости потерь от параметров режима сохраняется.

Возможны два варианта проведения расчетов потерь электроэнергии. Когда осуществляется постоянный мониторинг потерь по данным телеизмерений и когда расчеты потерь электроэнергии выполняются на период T с использованием характеристик графиков нагрузок. В первом варианте, при изменении режима ЭЭС, необходимо пересчитывать матрицу коэффициентов распределения потерь в ветвях, потому что значения ее элементов зависят от напряжения в узлах. Последнее условие в настоящее время является вполне выполнимым, принимая во внимание современный уровень оперативно-информационного комплекса (ОИК) ЭЭС, а также аппаратное и программное обеспечение АСДУ. Как часто необходимо пересчитывать матрицу \dot{A}_k зависит от требуемой точности расчета потерь в ветвях ΔP_g 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 -му потребителю согласно договоренному графику, ΔP_{cp} . Потери электроэнергии от адресных

потоков ΔW для периода T определяются соответственно по формулам

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

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

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

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 уравнениях (3) и (4) ΔP_{\max} и $\Delta P_{\text{ср}}$ так же определяются по результатам расчета установившегося режима. Для определения τ и k_{ϕ}^2 нужно знать планируемый график потребления мощности и отклонения от него реального графика, который в условиях балансирующего рынка по разным причинам может существенно отличаться от договорного графика [8]. Таким образом, погрешность определения потерь электроэнергии зависит от точности параметров ЭЭС 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. Усовершенствование АСКУЭ имеет целью формирование прозрачных отношений между производителями, поставщиками и потребителями электрической энергии. Исходя из чего, главными задачами АСКУЭ локального уровня являются 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 [2]. Реализация этих задач позволяет повысить эффективность оперативного управления режимами магистральных электрических сетей (МЭС) и осуществлять мониторинг всех составляющих баланса электрической энергии с целью формирования мероприятий по их оптимизации.

Структура задач АСКУЭ регламентируется нормативными документами [2] 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) в части их надежности и достоверности исходной информации [1, 2]. Отдельные требования выдвигаются к точности измерительной среды, а именно к классам точности измерительных трансформаторов, а также первичных преобразователей и счетчиков [1]. Вместе с тем для локального уровня АСКУЭ практически отсут-



Рис. 1

ствуется 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 МЭС.

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

Последнее приводит к практической невозможности анализа структуры балансов электроэнергии, поскольку информационное обеспечение позволяет (с определенной точностью) определить лишь суммарные балансовые затраты ее. 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.

Необходимость учета метеопараметров для эффективного 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 сформировать ведомственную систему сбора метеоданных (ВССМ). Данные метеонаблюдений, сформированные в соответствующей базе данных, обеспечат их анализ, оценку и прогнозирование метеорологической обстановки.

В 90-х годах в Украине рассматривалась концепция единой централизованной системы мониторинга энергетического хозяйства Украины на основе современных информационных технологий путем интеграции существующих, разрабатываемых и планируемых мониторинговых систем в энергетическом секторе экономики, включая систему поддержки принятия решений. Аналогичная концепция существует в России [3]. В настоящее время ее необходимо рассматривать как часть концепции функционирования и развития рынка электрической энергии Украины.

В работе [9] предложена структура ведомственной системы сбора метеопараметров на основе метеопостов подстанций. Эффективность подобной системы, которая используется для уточнения параметров ЭЭС, подтверждается опытом [4]. Например, уточнение данных об активном сопротивлении ЛЭП позволяет более точно определить потери в электрических сетях. В таблице приведены результаты расчета потерь мощности в электрических сетях 750–110 кВ Днепровской ЭЭС без учета и с учетом изменения активных сопротивлений линий из-за повышения температуры.

Режим	Поступление Р, МВт	Отпуск Р, МВт	Суммарные потери Р, МВт	Потери в ЛЭП 750-330 кВ, МВт	Потери в ЛЭП 220-35 кВ, МВт	Потери в трансформаторах, 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

Из таблицы видно, что неучет изменения только активного сопротивления в зависимости от метеоусловий приводит к существенным погрешностям определения потерь мощности в электрических сетях. Причем по этой причине погрешность больше 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.

Пример. Влияние погрешности телеизмерения адресного потока мощности на расчетные потери мощности, вызванного им, удобно проиллюстрировать на характерном примере. В качестве такового взята схема Юго-Западной энергосистемы (ЮЗЭС) с параллельно работающими замкнутыми сетями 750, 330 и 110 кВ, показанная на рис. 2. Осуществляется передача электроэнергии с ХАЭС (узел 809) на подстанцию «Бар» (узел 819) по графику, представленному на рис. 3. На рис. 2 показан результат расчета режима максимума нагрузки.

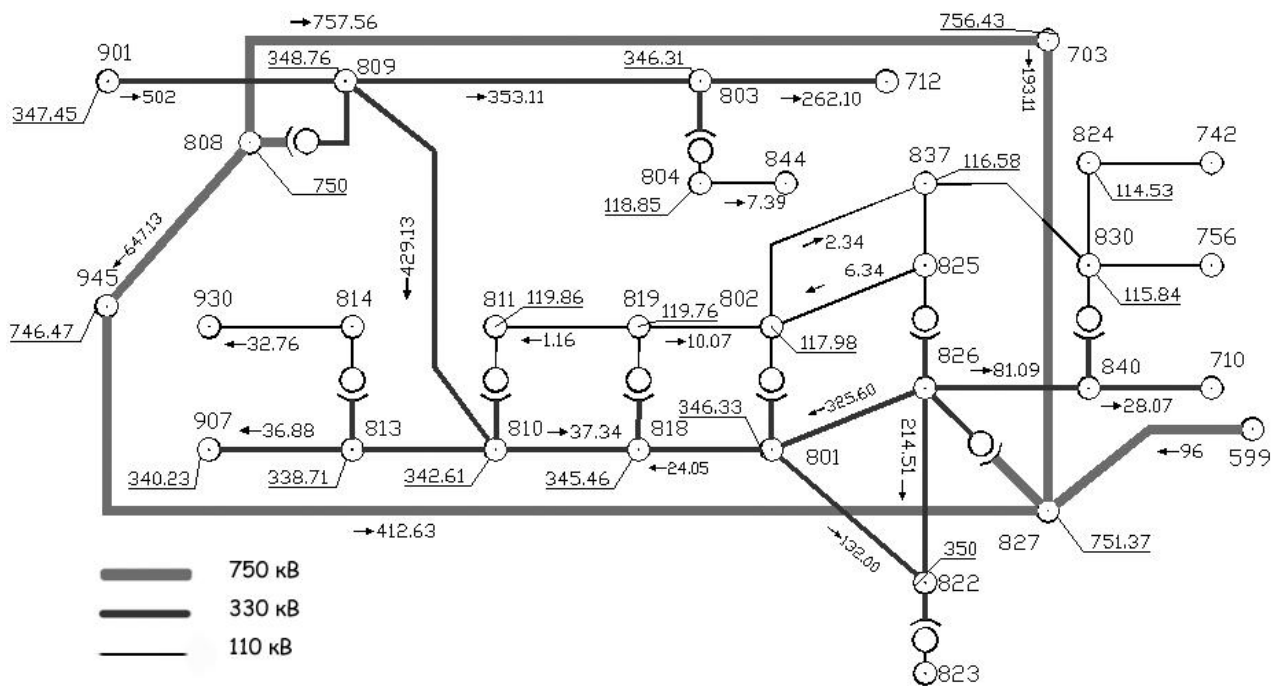


Рис. 2



Рис. 3

Электропотребление в узле 819 контролируется с погрешностью, которая отражается на точности определения адресных потерь. Потери мощности определяются по методике,

изложенной в [7] (выражение (2)). Результаты расчетов потерь мощности, обусловленных передачей мощности с ХАЭС к подстанции Бар-330 (шины 110 кВ), показаны на рис. 4. Погрешность телеизмерений изменялась в пределах $\pm 5\%$.

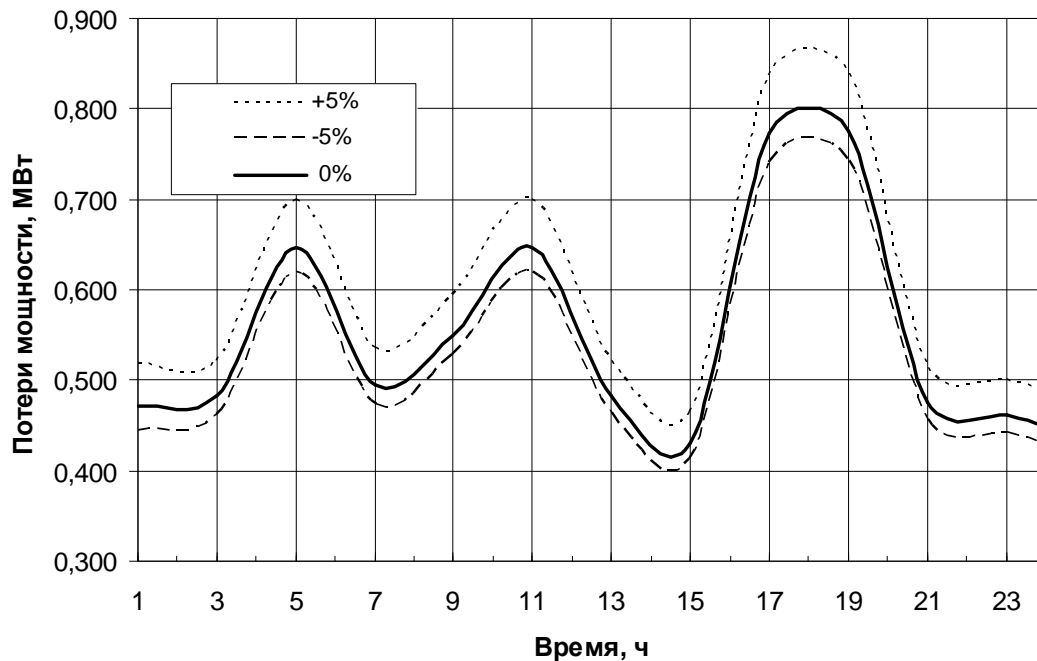


Рис. 4

Погрешность определения потерь в электрических сетях, вызванных потоком мощности с узла 809 к узлу 819, может достигать 10%. В условиях рынка электроэнергии такая погрешность является слишком большой как в экономическом, так и технологическом смыслах.

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.

Исследованы задачи, связанные с повышением эффективности совместного функционирования электрических сетей энергосистем в условиях адресного электроснабжения, транзитов электроэнергии внешним потребителям, а также их информационного обеспечения. Среди прочего, определено, что задача развития информационных систем должна рассматриваться не только как важная организационно-техническая, но и как приоритетная экономическая задача.

The problems related to the efficiency of joint operation of electric power networks in an address power supply, electric-power transmission to external customers, as well as its data ware are investigated. Among other things, in the paper is determined that the problem of information systems development should be seen not only as an important organizational and technical task, but also as priority economic task.

1. 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.
2. 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.
3. Воронай Н.И., Массель Л.В., Славин Г.Б. Организация системы мониторинга энергетического хозяйства России на базе новых информационных технологий // Электричество. – 2002. – № 9.
4. Воротницкий В.Э., Туркина О.В. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ

из-за неучета метеоусловий // Электрические станции. – 2008. – № 10.

5. Кириленко А.В., Прихно В.Л. Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. вип. «Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку»: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2009. – С. 3–10.
6. Кириленко О.В., Петергеря Ю.С., Терещенко Т.О., Жуйков В.Я. Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах. – К.: Медіа ПРЕС, 2005. – 211 с.
7. Лежнюк П.Д., Бурькин А.Б., Кулик В.В. Определение потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем от транзитных потоков / Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. вип. «Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку»: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2009. – С. 31–36.
8. Праховник А.В., Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку // Енергетика та електрифікація. – 2010. – № 2. – С. 42–52.
9. Титов Н.Н., Доценко М.С., Доценко С.И. и др. Формирование ведомственной системы сбора метеоданных в условиях эффективного оптового рынка электроэнергии // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. вип. «Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку»: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАН України, 2009. – С. 41–48.

Надійшла 6.07.2010