

УДК 621.311.161

П. Д. Лежнюк, д. н. т., проф.; В. Ю. Прохватулов; Г. Д. Красковський
ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ КОНТРОЛЮ Й КЕРУВАННЯ
АДРЕСНИМИ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖАХ

У статті розглядаються питання підвищення техніко-економічної ефективності роботи електричних мереж в умовах електропостачання за двосторонніми договорами і в умовах балансуєчого ринку електроенергії за рахунок удосконалення інформаційного забезпечення.

Ключові слова: електричні мережі, адресні потоки потужності, втрати електроенергії, інформаційне забезпечення.

Вступ

Однією з основних умов реалізації бізнес-процесів керування режимами електричних мереж (ЕМ), у тому числі керування адресними потоками потужності, є якісна інформація про стан мереж. Моніторинг потоків потужності в умовах електропостачання за двосторонніми договорами і балансуєчого ринку електроенергії висуває ряд вимог до технологічної інформації, які викликані необхідністю контролювати й компенсувати в темпі процесу дисбаланси, технологічні втрати електроенергії, установлюючи їхню адресу, а також реагувати на внутрішні й зовнішні збурювання. Усе це може й повинне здійснюватися в умовах локалізації керування з дотриманням основних принципів централізованого керування для досягнення системного ефекту [1 – 3].

Техніко-економічна ефективність функціонування системи передачі й реалізації електроенергії залежить від повноти й точності інформації. Частина потрібної інформації являє собою потоки даних з об'єктів керування про їхній стан і режими роботи (стан комутаційних апаратів, значення напруги, потужності та ін.). Обробка вхідної інформації ведеться в режимі реального часу, тому якість прийнятих диспетчером рішень і умови роботи автоматичних систем залежать від надійності й продуктивності інформаційних систем, що реалізують даний функціонал керування. Інша частина інформації являє собою потік цей для здійснення довгострокового й короткострокового планування режимів, координації ремонтної діяльності. Ці види інформації не мають оперативного характеру, але від них також залежить точність оптимізації й прийняття рішень по оперативному контролю (моніторингу) й керуванню потоками потужності в електричних мережах.

Статтю присвячено дослідженню завдань, пов'язаних з підвищенням ефективності функціонування електричних мереж в умовах адресного електропостачання, транзитів електроенергії, а також їхнього інформаційного забезпечення.

Визначення втрат електроенергії, викликаних адресними потоками

На сьогодні розв'язанню цього завдання присвячено багато публікацій, у яких втрати від адресних і транзитних перетікань пропонується визначати різними методами. У [2] ці втрати пропонується визначати методом лінеаризації усталених режимів, розрахованих для заданих часових зрізів, з подальшим використанням методу накладання. Такий підхід дозволяє визначити, від яких джерел електроенергії та в якій кількості передається електроенергія до заданого вузла (споживачеві).

По суті, завдання визначення втрат електроенергії від транзитних перетікань є завданням визначення відповідних складових втрат у вітках системи, якими передається транзитна електроенергія. У [2] показано, що втрати у вітках схеми системи залежно від потужності у вузлах системи визначаються:

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

де \dot{S} – вектор потужностей у вузлах; $\dot{A}_{\mathbf{k}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках електричних мереж залежно від потужностей у вузлах з урахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; $\Delta \dot{S}_{\text{нб}}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е. р. с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації.

У (1) кожний рядок матриць $\dot{A}_{\mathbf{k}}$ і $\Delta \dot{S}_{\text{нб}}$ визначається:

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

де \dot{A}_{ki} – вектор-рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності для і-ої вітки схеми від потужності в її вузлах з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації; $\Delta \dot{S}_{\text{нбі}}$ – втрати в і-ій вітці від е. р. с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; \dot{U}_t – транспонований вектор напруг у вузлах; $\dot{M}_{\Sigma k}$ – матриця зв'язків віток з вузлами з урахуванням коефіцієнтів трансформації; \dot{U}_d – діагональна матриця напруг у вузлах; \hat{C}_k – спряжена матриця струморозподілу з урахуванням трансформаторних зв'язків; $\hat{D}_{\text{б}}$ – спряжена матриця провідностей, які формують зрівнюючі струми від незбалансованих коефіцієнтів трансформації в замкнутих контурах ЕМ; $\hat{U}_{\text{б}}$ – спряжений вектор-стовпець напруг у балансуєчих вузлах.

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від значень напруги у вузлах, які визначаються навантаженнями й генеруванням у вузлах схеми, а також від параметрів схеми, які за певних допущень приймаються постійними, хоч такими вони не є, оскільки залежать від температури навколишнього середовища і навантаження. Урахування цих чинників дозволяє стверджувати, що нелінійність залежності втрат від параметрів режиму в моделі (1) – (2) зберігається.

Можливі два варіанти проведення розрахунків втрат електроенергії: коли здійснюється постійний моніторинг втрат за даними телевимірювань і коли розрахунки втрат електроенергії виконуються за період T з використанням характеристик графіків навантажень. У першому варіанті, при зміні режиму ЕМ, необхідно перераховувати матрицю коефіцієнтів розподілу втрат у вітках, тому що значення її елементів залежать від напруги у вузлах. Остання умова є здійсненою, якщо буде досягнуто певного рівня розвитку оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) ЕМ, а також апаратного й програмного забезпечення АСДК. Як часто необхідно перераховувати матрицю $\dot{A}_{\mathbf{k}}$, залежить від необхідної точності розрахунку втрат у вітках $\Delta P_{\text{в}}$ і, зокрема, у заданих вітках.

В іншому варіанті здійснюється розрахунок втрат потужності для режиму максимального адресного перетікання ΔP_{max} або для середнього значення потужності, переданої і-ому споживачеві згідно з графіком домовленості, $\Delta P_{\text{ср}}$. Втрати електроенергії від адресних потоків ΔW для періоду T визначають відповідно за формулами:

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

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

де τ – число годин найбільших адресних втрат; k_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка навантажень і-ого споживача, для якого визначається його участь у сумарних втратах ЕМ.

У першому випадку, щоб скористатися формулою (1) для визначення втрат, потрібно Наукові праці ВНТУ, 2010, № 4

знати матрицю \hat{A}_k , що визначається за результатами розрахунку усталеного режиму. Для цього, як відомо, потрібен відповідний обсяг інформації. Вона формується в базі даних ОІК. В іншому випадку в (3) і (4) ΔP_{\max} і ΔP_{cp} так само визначаються за результатами розрахунку усталеного режиму. Для визначення τ й k_{ϕ}^2 потрібно знати планований графік споживання потужності й відхилення від нього реального графіка. Реальний графік споживання потужності в умовах балансуючого ринку з різних причин може істотно відрізнятись від договірного графіка [4]. Отже, похибка визначення втрат електроенергії залежить від точності параметрів ЕМ і параметрів її режиму, а також від умов електроспоживання. Для контролю й оптимального керування адресними потоками потужності в електричних мережах енергосистем і визначення адресних втрат електроенергії потрібно розвивати й удосконалювати існуюче інформаційне забезпечення.

АСКОЕ локального рівня як елемент системи балансування електроенергії

Удосконалення АСКОЕ має на меті формування прозорих стосунків між виробниками, постачальниками і споживачами електричної енергії. Виходячи з чого, головними завданнями АСКОЕ локального рівня є забезпечення обліку активної й реактивної електричної енергії на границях балансової належності електричних мереж, а також підвищення точності, вірогідності й оперативності одержання даних щодо виробництва, передачі й постачання електричної енергії [5]. Реалізація цих завдань дозволяє підвищити ефективність оперативного керування режимами електричних мереж і здійснювати моніторинг усіх складників балансу електричної енергії з метою формування заходів щодо їхньої оптимізації.

Структура завдань АСКОЕ регламентується нормативними документами [5] й визначає функціональну структуру системи, що переважно складається з вимірювального середовища, підсистеми збору й обробки даних і комунікаційного середовища (рис. 1).

Відповідно до функціональної насиченості АСКОЕ встановлено перелік вимог до її елементів (рис. 1) у частині їхньої надійності й вірогідності вихідної інформації [5, 6]. Окремі вимоги висуваються до точності вимірювального середовища, а саме: до класів точності вимірювальних трансформаторів, а також первинних перетворювачів і лічильників [6]. Разом з тим, для локального рівня АСКОЕ практично відсутній перелік вимог і рекомендацій щодо обсягу й періодичності відновлення інформації, тобто формування вимірювального середовища, необхідного для розв'язування їхніх функціональних завдань, пов'язаних зі складанням балансів електроенергії й керуванням режимами ЕМ.

Нерозв'язаність цього питання в поєднанні з практичною неможливістю забезпечення повної спостережності ЕМ є однією з головних причин, які ускладнюють розробку і впровадження АСКОЕ, а також організацію ефективного функціонування цієї системи.

Останнє призводить до практичної неможливості аналізу структури балансів електроенергії, оскільки інформаційне забезпечення дозволяє (з певною точністю) визначити лише сумарні балансові витрати електроенергії. Отже, обґрунтована розробка заходів щодо зменшення окремих складових сумарних втрат електроенергії (технічних, комерційних втрат і т. п.) на практиці є складним, а часто неможливим.

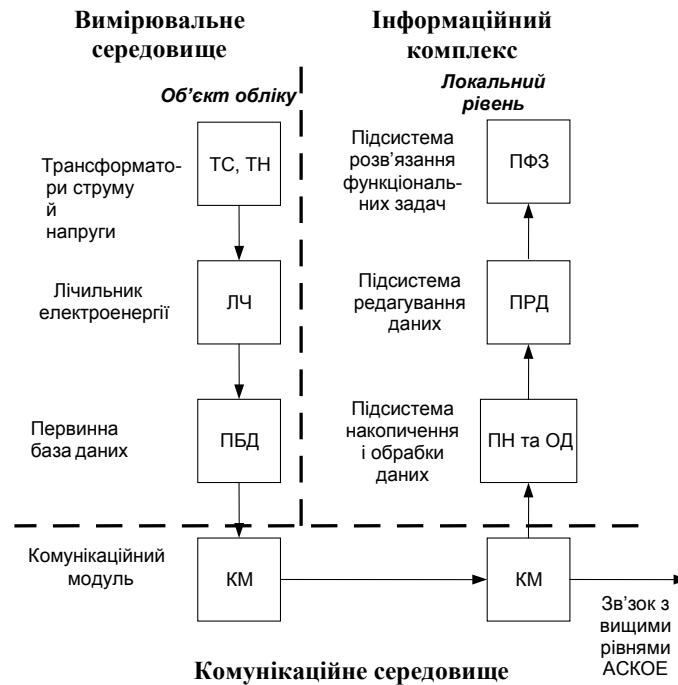


Рис. 1. Функціональна схема АСКОЕ

Необхідність обліку зміни параметрів мережі для підвищення ефективності контролю й керування транспортом електроенергії

Нові можливості існуючих інформаційних технологій дозволяють перейти до більш ефективного керування й експлуатації електричних мереж у рамках балансуючого ринку за рахунок моніторингу статистично об'єктивних даних про параметри навколишнього середовища, які значною мірою впливають на короткостроковий прогноз споживання електроенергії, втрати електроенергії в елементах мереж і систем тощо. Для цього необхідно використовувати систему збору метеоданих (СЗМ). Дані метеоспостережень, сформовані у відповідній базі даних, забезпечують їх аналіз, оцінку і прогнозування метеорологічної обстановки.

У [7] запропоновано структуру відомчої системи збору метеопараметрів на основі метеопостів підстанцій. Ефективність подібної системи, що використовується для уточнення параметрів ЕМ, підтверджено досвідом [8]. Наприклад, уточнення даних про активний опір ЛЕП дозволяє більш точно визначити втрати в електричних мережах. У табл. 1, як приклад, наведено результати розрахунку втрат потужності в Дніпровських електричних мережах без урахування і з урахуванням зміни активних опорів ліній через підвищення температури.

Таблиця 1

Втрати потужності в електричних мережах

Режим	Надходження P, Мвт	Відпуск P, Мвт	Сумарні втрати P, Мвт	Втрати в ЛЕП 750-330 кВ, МВт	Втрати в ЛЕП 220-35 кВ, Мвт	Втрати в трансформа- торах, МВт
Вихідний	7063,1	6962,5	100,6	62,1	17,1	21,4
Збільшення активного опору ЛЕП на 5%	7065,8	6962,4	103,4 (+3%)	63,3 (+2%)	18,7 (+9%)	21,4

Як видно з табл. 1, неврахування зміни тільки активного опору залежно від метеоумов призводить до істотних помилок визначення втрат потужності в електричних мережах.

Причому з цієї причини похибка більша в мережах більш низької напруги. У мережах 330 кВ і вище, де визначальними є втрати на корону, вплив на похибку розрахунку втрат зміни активного опору виявляється меншою мірою. У цих мережах урахування метеоумов необхідне для більш точного визначення втрат на корону, особливо уздовж траси.

Для одержання найбільш бажаного ефекту під час оптимізації роботи електричних мереж необхідно враховувати всі чинники, що впливають, серед них і похибки телевимірювань для точнішого розрахунку режиму і, відповідно, більш адекватного прийняття оптимізуючих впливів. Істотне значення для прийняття оптимізуючих впливів має також спостережність і керованість системи.

Під час визначення втрат потужності похибки телевимірювань (S , P , Q , U і т. д.) у вузлі можуть бути від 0 до $\pm 5\%$. Під час визначення будь-яких параметрів телевимірювань усе зводиться до визначення навантаження (генерування) у вузлі. Отже, оцінку впливу похибки телевимірювання можна прирівняти до зміни навантаження у вузлі, тобто до малого збурювання в ЕМ.

Спочатку здійснюється розрахунок без урахування похибок телеметрії. Після розрахунку усталеного режиму в алгоритмі передбачено визначення матриці коефіцієнтів струморозподілу \dot{C} і матриці коефіцієнтів розподілу втрат \dot{A} . Після формування матриць коефіцієнтів визначаються втрати потужності в заданих вітках від заданих вузлів. Потім проводиться корекція початкових даних з урахуванням похибки телеметрії і приводиться ще один розрахунок, що дає можливість визначити вплив похибки телеметрії на втрати потужності в заданих вітках. Вплив похибки телеметрії розглядаємо як новий режим роботи ЕМ:

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

де $\dot{S}^{k+\Delta}$ – зміна потужності у вузлі з урахуванням похибки телеметрії або з врахуванням того, що $\dot{S}^{k+\Delta} = \dot{S}^k + \delta \dot{S}$, а $\delta \dot{T}_i = \dot{T}_i^k - \dot{T}_i^{k+\Delta}$, похибка визначення втрат потужності у вітках схеми від похибки телевимірювань буде

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

де \dot{S}^k – потужність у вузлі ЕМ без врахування похибки телевимірювання; $\dot{S}^{k+\Delta} = \dot{S}^k + \delta \dot{S}$ – потужність у вузлі ЕМ з урахуванням похибки телевимірювання; \dot{T} – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми залежно від потужності у вузлах.

Якщо виміри проводилися тільки в одному вузлі – g -ому, то приріст втрат потужності в i -ій вітці з урахуванням похибки телевимірювання в g -ому вузлі на $\delta \dot{S}_g$ буде становити

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

Звідки визначається коефіцієнт чутливості втрат потужності в i -ій вітці від похибки телевимірювань в g -ому вузлі

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

Далі можна вирішити зворотне завдання. Як результат удосконалення інформаційного забезпечення встановлюється нова допустима похибка (менше попередньої) і визначається відповідна похибка розрахунку втрат. За різницею попередніх і нових значень втрат судять про ефективність вкладень у систему інформаційного забезпечення.

Висновки

Розвиток інформаційних систем, будучи важливим чинником підвищення ефективності систем диспетчерського й технологічного керування, має розглядатися не тільки як важливе організаційно-технічне, але і як пріоритетне економічне завдання. Для забезпечення спостережності й керованості адресними потоками потужності потрібно вдосконалювати апаратний й програмний складники інформаційного забезпечення.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

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., Бурькин 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. Інтелектуальні 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. Воронницкий В. Э., Туркина О. В. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за учета метеословий // Электрические станции. – 2008. – №10. С. 42 – 49

Лежнюк Петро Дем'янович – д. т. н., професор, завідувач кафедри електричних станцій та систем;

Вінницький національний технічний університет.

Прохватілов Володимир Юрійович – технічний директор ТОВ «Хартеп»;

Красковський Геннадій Дмитрович – магістр, кафедра електропостачання.

Національний технічний університет України «КПІ».