

**А. В. Пашенко, асп.**

## **ФОРМУВАННЯ БАЗИ ДАНИХ В АСКОЕ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

*Розглянуто шляхи розв'язку проблеми визначення втрат електроенергії і максимального відхилення напруги в розподільних електричних мережах (ЕМ) із застосуванням різноманітних джерел вихідної інформації. Показано, що визначення технологічних втрат електроенергії в середовищі автоматизованої системи комерційного обліку електроспоживання (АСКОЕ) забезпечує нові можливості їх аналізу, структурування, а також розв'язання ряду актуальних експлуатаційних задач.*

### **Вступ**

На даному етапі розвитку вітчизняного паливно-енергетичного комплексу основною задачею, яка потребує негайного вирішення, є задача підвищення рентабельності процесу постачання електричної енергії різним категоріям споживачів, з урахуванням таких критеріїв, як надійність електропостачання і якість цієї електроенергії. Вирішення цієї багатогранної задачі потребує залучення як великих коштів на впровадження новітніх технологій, так і професійного персоналу для вирішення організаційних проблем.

Основним показником, який може свідчити про виконання поставленої задачі, є прибуток акціонерних енергопостачальних компаній, які займаються саме транспортуванням електричної енергії споживачам. Нажаль, за останні 10 років прибутковість цих компаній майже відсутня, через втрати електроенергії, які постійно зростають. Через це вони перетворилися зі звичайного звітного показника, значення якого обґрунтовувалося і нормувалося з певною точністю, в один з визначальних факторів економіки, який характеризує не тільки технічну сторону транспортування електроенергії, а й якість організації процесу електропостачання споживачів і контролю за ним. Природно, що зросла увага до цієї проблеми і розпочалися розробки і вдосконалення методів визначення втрат електроенергії і створення умов для їх зменшення [1–4].

### **Характеристика втрат електроенергії в ЕМ як об'єкта управління**

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні [2]. Технологічні втрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її надходження і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами

$$\Delta W_{\text{ком}} = (W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}}) - \Delta W_{\text{техн}}, \quad (1)$$

де  $\Delta W_{\text{ком}}$  — комерційні втрати;  $W_{\text{пост}}$  — електроенергія, яка надійшла в електричну мережу;  $W_{\text{відп}}$  — електроенергія, яка відпущена споживачам;  $\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{вп}} + \Delta W_{\text{о}}$  — технологічні втрати, які складаються з технічних втрат електроенергії в елементах мережі  $\Delta W_{\text{т}}$ , витрат електроенергії на власні потреби підстанцій  $\Delta W_{\text{вп}}$ , електроенергії, недооблік якої обумовлений інструментальними похибками її вимірювання  $\Delta W_{\text{о}}$ .

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найефективніших напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим, або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в ЕМ надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач. Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к. з.

## Аналіз методів визначення втрат електроенергії в розподільних ЕМ

За відсутності достатнього інформаційного забезпечення щодо параметрів поточного режиму ЕМ та стану комутаційної апаратури єдиним можливим шляхом визначення та нормування втрат електроенергії було застосування методу глибокого еквівалентування [3], хоча такий підхід має ряд суттєвих недоліків:

- неможливість структурування втрат по окремих елементах ЕМ;
- неможливість врахування уточнювальної інформації відносно параметрів режиму ЕМ (уточнених графіків навантаження підстанцій, показників лічильників на проміжних розподільних пристроях тощо);
- неможливість (або складність) врахування змін у схемі ЕМ впродовж звітного періоду;
- складність врахування зміни параметрів обладнання ЕМ у часі (коефіцієнтів трансформації трансформаторів з РПН та ПБЗ, потужностей компенсуючих установок тощо).

Вказані недоліки роблять недоцільним застосування в АСКОЕ методів визначення втрат електроенергії в ЕМ, заснованих на еквівалентуванні. З іншого боку запровадження АСКОЕ у поєднанні з оперативно-інформаційним комплексом (ОІК) забезпечує передумови використання більш гнучких та точних методів для розв'язання даної задачі.

Метод поелементних розрахунків в ітеративній або матрично-ітеративній формі знайшов широке застосування для аналізу нормальних режимів електричних мереж вищих класів напруг [3]. Це зумовлено достатньо високим рівнем інформаційного забезпечення та широким колом задач, що вимагають детальної інформації про режимні параметри окремих об'єктів. Після запровадження АСКОЕ з'явилася можливість і доцільність використання вказаного методу для розв'язання задачі аналізу та структурування втрат електроенергії у розподільчих мережах [4].

Перевагою даного підходу є можливість отримання детальної інформації про режим роботи і, відповідно, втрати потужності та електроенергії у кожному елементі ЕМ, що є необхідною умовою структурування технічних втрат з метою розробки електроощадних заходів. Але адекватність одержаних результатів у значній мірі залежить від якості розрахункової моделі ЕМ.

### Формування розрахункової моделі

Для забезпечення максимальної відповідності моделі до її формування мають бути залучені усі наявні джерела інформації, і, в першу чергу, оперативно-інформаційний комплекс як єдине джерело даних про поточний стан (або зміни стану протягом звітного періоду) об'єкта керування.

На етапі підготовки та впровадження АСКОЕ необхідно всебічно проаналізувати склад та стан обладнання об'єкта керування і на цій підставі сформувати бази даних з параметрами:

- ліній електропередач, спираючись на каталожні дані та результати діагностування стану ЛЕП;
- трансформаторів, користуючись паспортними даними, результатами перевірок та після ремонтних випробувань;
- пристроїв компенсації реактивної потужності, взявши за основу паспортні дані з урахуванням тривалості експлуатації;
- комутаційної апаратури з виділенням пристроїв, що можуть бути використані для коригування схеми.

Підготовка баз даних має бути виконана особливо ретельно, оскільки вони є джерелом інформації для формування розрахункової моделі ЕМ протягом функціонування АСКОЕ і, таким чином, можуть вносити систематичну похибку у результати аналізу та структурування втрат електричної енергії.

Базова модель ЕМ — це підготовлена у відповідності з певними вимогами інформація про повну схему ЕМ, що включає:

- інформацію про нормальну схему з'єднань ЕМ, включаючи опис всіх комутаційних апаратів, за рахунок яких схема може бути змінена;
- інформацію про частини мережі, що на даний час знеживлені, але можуть використовуватися у разі необхідності;

— інформацію про можливість зв'язків з ЕМ свого адміністративно-ієрархічного рівня та інших рівнів.

Під час підготовки та формування базової моделі виконується ідентифікація обладнання і, таким чином, встановлюються зв'язки між базовою моделлю ЕМ та сформованими попередньо базами даних. Перехід від статичної базової моделі до динамічної розрахункової вимагає наявності стандартизованих потоків інформації про характер зміни стану об'єкта керування. Така інформація забезпечується засобами ОІК АСКОЕ.

В процесі функціонування АСКОЕ здійснюється телеконтроль комутаційної апаратури ЕМ. Одержана інформація накопичується у вигляді архівів станів системи. В них фіксуються зміни, що відбулися у певні моменти часу, а також поточний стан вимикачів та роз'єднувачів. Вказана інформація використовується для формування пасивної частини розрахункової моделі та забезпечення її максимальної відповідності стану реальних ЕМ у певний інтервал часу.

Отже, пасивна частина розрахункової моделі створюється після ініціювання процесу розрахунку втрат електроенергії, а коригується у разі виконання перемикачів в ЕМ (введення резервних шляхів живлення, відключення споживачів, переключення споживачів на інші фідери тощо). Створення та коригування розрахункової моделі виконується в такій послідовності (рис. 1).

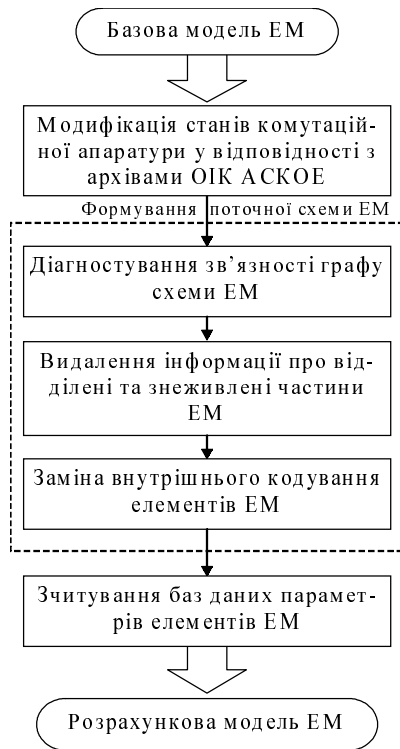


Рис. 1. Алгоритм коригування моделі ЕМ з використанням інформації АСКОЕ

За даними архівів ОІК АСКОЕ в базовій моделі виконується зміна інформації про стани комутаційних апаратів. Будується граф оновленої схеми ЕМ, за рахунок чого визначаються відділені та знеживлені частини мережі, що, вочевидь, не впливають на втрати потужності та електричної енергії. Даний процес супроводжується формуванням протоколу змін у схемі мережі, куди заноситься інформація про знеживлені ЛЕП, трансформатори, відключені споживачі тощо. Для зменшення розмірності задачі інформація про вказані частини мережі видаляється з відповідною переіндексацією складу пасивних параметрів розрахункової моделі. Значення вказаних параметрів вибираються з бази даних обладнання ЕМ, що забезпечує спрощення коригування моделі за зміни складу або характеристик наявного обладнання.

Найскладнішою та неоднозначною проблемою формування вихідної інформації для проведення поелементного розрахунку втрат електроенергії є визначення незалежних параметрів поточного режиму ЕМ. Це пов'язано з принциповою неможливістю телеметрування всіх споживачів електричної енергії навіть в результаті впровадження АСКОЕ. Для забезпечення інформації про споживачів, що не оснащені засобами телевимірювань, використовуються наявні джерела, що опосередковано визначають характер електроспоживання.

Каталожні параметри трансформаторів споживальних підстанцій у поєднанні з типовим графіком навантаження приєднаних груп споживачів дають змогу доволі точно оцінити електроспоживання у певний момент часу. Для додаткового підвищення адекватності оцінки можуть бути використані результати визначення спожитої електроенергії за минулий звітний період, що дає змогу опосередковано визначити середньозважені коефіцієнти завантаження трансформаторів на споживальних підстанціях.

З певною дискретністю  $\Delta t$  виконується опитування телевимірювальних пристроїв, що встановлені на вводах понижувальних підстанцій, на фідерах, що відходять від шин нижчої напруги, на проміжних розподільних пристроях (РП) та на шинах найпотужніших та відповідальніших споживачів.

Дані пристрої забезпечують інформацію про кількість відпущеної або спожитої електроенергії, а також про значення активної та реактивної потужності.

### Визначення втрат електроенергії в розподільних ЕМ

Для виконання розрахунку режиму електричної мережі необхідною інформацією є значення середніх за  $\Delta t$  потужностей споживання для всіх споживачів. Для телеметрованих споживачів за середні потужності беруться результати телевимірювань. Для решти споживачів вказані значення мають бути розраховані, виходячи з наявної інформації.

Сумарна відпускна потужність понижувальної підстанції  $\dot{S}_{п/ст}$  складається з відпускних потужностей фідерів нижчої напруги  $\dot{S}_{ф}$  та поточного значення потужності власних потреб підстанції  $\dot{S}_{вп}$

$$\dot{S}_{п/ст} = \sum_{i=1}^n \dot{S}_{ф_i} + \dot{S}_{вп}, \quad (2)$$

де  $n$  – кількість фідерів підстанції.

Відпускна потужність фідера нижчої напруги складається з потужностей споживання телеметрованих  $\dot{S}_{сп}^т$  та нетелеметрованих  $\dot{S}_{сп}^н$  споживачів, проміжних телевимірюваних РП  $\dot{S}_{рп}^т$ , навантажувальних втрат потужності у розподільній мережі фідера  $\Delta\dot{S}_{нф}$  та сумарних втрат холостого ходу трансформаторів споживальних підстанцій  $\Delta\dot{S}_{хф}$ :

$$\dot{S}_{ф_i} = \sum_{j=1}^m \dot{S}_{сп_j}^т + \sum_{j=1}^k \dot{S}_{сп_j}^н + \sum_{j=1}^l \dot{S}_{рп_j}^т + \Delta\dot{S}_{нф} + \Delta\dot{S}_{хф}, \quad (3)$$

де  $m, k, l$  – відповідно, кількість телевимірюваних та нетелевимірюваних споживачів мережі фідера, кількість проміжних телевимірюваних РП.

Звідки

$$\dot{S}_{сп_\Sigma}^н = \sum_{j=1}^k \dot{S}_{сп_j}^н = \dot{S}_{ф_i} - \left( \sum_{j=1}^m \dot{S}_{сп_j}^т + \sum_{j=1}^l \dot{S}_{рп_j}^т + \Delta\dot{S}_{нф} + \Delta\dot{S}_{хф} \right). \quad (4)$$

З (4) очевидно, що, оскільки сумарна потужність споживання  $\dot{S}_{сп_\Sigma}^н$  нетелевимірюваних споживачів залежить від значення навантажувальних втрат  $\Delta\dot{S}_{нф}$ , то визначення її на етапі підготовки розрахункової моделі може бути лише приблизним і має уточнюватися в процесі виконання розрахунку.

Перед початком розрахунку режиму ЕМ, коли виконується насичення розрахункової моделі режимними параметрами, точна інформація про навантажувальні втрати відсутня. Тому за початкове наближення  $\Delta\dot{S}_{нф}$  можуть бути використані результати попереднього розрахунку (для попереднього часового зрізу). Якщо розрахунки не проводилися, то початкове значення для  $\Delta\dot{S}_{нф}$  може бути розраховане виходячи з втрат електроенергії за найближчий звітний період та середньозваженого для споживачів ЕМ значення коефіцієнта потужності.

Визначена таким чином сумарна потужність нетелеметрованих споживачів має бути розподілена між ними. Для цього використовуються типові графіки навантаження групи споживачів за активною потужністю, інформація про номінальну потужність трансформаторів споживальних підстанцій та задані спожитою електроенергією середньозважені коефіцієнти завантаження трансформаторів споживальних підстанцій.

Із залученням вказаних даних приведена потужність кожної групи споживачів може бути подана таким чином. Якщо задано середньозважені коефіцієнти завантаження трансформаторів споживальних підстанцій, то

$$S_{сп_i}^н = k_{з.сп} \left( S_{тр.н_i} S_{гр\%_i} \frac{S_{гр.сп\%_i}}{k_{з.сп_i}} \right) = k_{з.сп} S_{сп.гр_i}, \quad (5)$$

де  $k_{з.сп}$  – середньозважений коефіцієнт завантаження трансформаторів споживальних

підстанцій для поточного режиму;  $S_{тр.п_i}$ ,  $k'_{з.ср_i}$  – відповідно, номінальна потужність та заданий середній коефіцієнт завантаження трансформаторів  $i$ -ї підстанції;  $S_{гр\%_i}$  – повна потужність типового графіка навантаження  $i$ -ї групи споживачів, що відповідає даному часовому зрізу;  $S_{гр.ср\%_i}$  – усереднене значення повної потужності  $i$ -ї групи споживачів за типовим графіком навантаження;  $S_{ср.гр_i}$  – повна потужність  $i$ -ї групи споживачів за типовим графіком навантаження.

Типові графіки навантаження зазвичай задаються у відносних одиницях активної  $P_{гр\%}$  та реактивної  $Q_{гр\%}$  потужностей, тому для перерахунку ступенів графіка у повну потужність використовується відоме співвідношення

$$S_{гр\%_i} = \sqrt{P_{гр\%_i}^2 + Q_{гр\%_i}^2}.$$

Оскільки значення коефіцієнта потужності для всіх нетелеметрованих споживачів у поточному режимі береться

$$\cos \varphi_i = \cos \varphi_{ср}, \quad (6)$$

де  $\cos \varphi_{ср}$  – середньозважене значення коефіцієнта потужності для нетелеметрованих споживачів

$$\cos \varphi_{ср} = \frac{S_{ср\%}^H}{P_{ср\%}^H}, \quad (7)$$

можна записати

$$S_{ср\%}^H = \sum_{i=1}^k S_{ср_i}^H = k_{з.ср} \sum_{i=1}^k S_{ср.гр_i}. \quad (8)$$

Звідки середньозважений коефіцієнт завантаження

$$k_{з.ср} = \frac{S_{ср\%}^H}{\sum_{i=1}^k S_{ср.гр_i}}. \quad (9)$$

Далі у відповідності з (4) визначаються модулі повної потужності споживання кожного споживача  $S_{сп_i}^H$ , які далі поділяються на активну та реактивну складові на підставі припущення (5).

Таким чином визначаються активні та реактивні навантаження нетелеметрованих споживачів для поточного часового зрізу. Для груп споживачів, що отримують живлення від телеметрованих проміжних розподільних пристроїв, методика визначення потужностей споживання аналогічна, за винятком того, що між ними розподіляється лише потужність, відпущена з РП.

Очевидно, що описана методика визначення незалежних параметрів режиму (навантаження споживачів для даного часового зрізу) ЕМ пов'язана з деякою похибкою, що залежить від ряду факторів, в тому числі повноти та якості телевимірювання споживання електроенергії абонентами. У відповідності з цим вирішення проблеми підвищення адекватності розрахункової моделі може розглядатися у двох напрямках: підвищення кількості телевимірюваних споживачів та оптимальна розстановка засобів телеметрії на основі групування однотипних споживачів.

Отже, сформована таким чином розрахункова модель розподільної мережі є достатньо адекватною та адаптованою до виконання розрахунку усталеного режиму мережі з можливістю подальшого визначення та структурування втрат потужності та електроенергії за елементами, за групами однотипних елементів, за частинами мережі та за всією мережею в цілому. Послідовність розрахунку режиму ЕМ та визначення втрат в АСКОЕ для заданого часового зрізу показано на рис. 2.

## Висновки

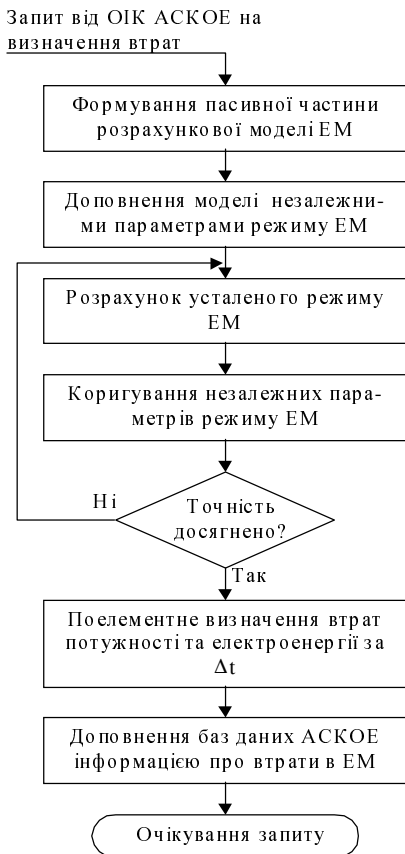


Рис. 2. Послідовність визначення втрат в АСКОЕ

распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ // Электричество. — 2002. — № 3. — С. 10—15.

5. Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. — № 1. — 2002. — С. 14—20.

Матеріали статті рекомендовані до опублікування оргкомітетом VIII Міжнародної конференції «Контроль і управління в складних системах» (КУСС-2005, 24—27.10.2005 р)

Надійшла до редакції 10.11.05  
Рекомендована до друку 22.11.05

**Пашенко Анна Валеріївна** — аспірантка кафедри електричних станцій і систем.  
Вінницький національний технічний університет

1. Сучасні засоби вимірювань, які використовуються в АСКОЕ дають змогу з необхідною точністю визначити втрати електроенергії, аналізувати їх структуру та розробляти заходи з їх зменшення в розподільних електричних мережах. Для підвищення ефективності процесу функціонування АСКОЕ необхідно розробити відповідне алгоритмічне і програмне забезпечення.

2. Для уточнення і приведення у відповідність до реальних умов експлуатації створеної базової розрахункової моделі електричної мережі можливо і доцільно використовувати інформацію, сформовану засобами ОІК АСКОЕ. Врахування динаміки електричної мережі (зміна топології, положення комутаційних апаратів тощо) в її розрахунковій моделі на звітному проміжку часу дозволяє оцінити вплив зміни експлуатаційних умов, в тому числі обмеження електроспоживання, на значення втрат електроенергії в мережі.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Дерзский В. Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго // Энергетика и Электрификация. — 2002. — № 4. — С. 18—22.

2. Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчет технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Энергетик. — 2003. — № 2. — С. 29—33.

3. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

4. Пейзель В. М., Степанов А. С. Расчет технических потерь энергии в