

## КЕРУВАННЯ ВТРАТАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ ЗАСОБІВ АСКОЕ

Красовський Ю.Л. \*, Кулик В.В. \*\*, Лежнюк П.Д. \*\*

*\*Дніпропетровські електричні мережі*

*\*\*Вінницький національний технічний університет*

*Розглядаються шляхи та напрямки вирішення проблеми інформаційного забезпечення задачі керування втратами електроенергії в розподільних мережах із залучення засобів телеметрії, що є складовою частиною автоматизованої системи контролю і обліку електроспоживання (АСКОЕ). Показано, що включення задачі визначення технологічних втрат електроенергії у АСКОЕ забезпечує нові можливості їх аналізу, структурування, а також розв'язання на цих засадах ряду актуальних експлуатаційних задач.*

### Вступ

В нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також завдяки приватизації окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітного показника, значення якого обгрунтовувалося 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, контролю за ними і створення умов для їх зменшення [1–4].

В невідповідному стані опинилися розподільні електричні мережі (ЕМ), в яких не впроваджувалися і практично відсутні засоби телеконтролю і недостатня кількість вимірювальних приладів. Разом з тим саме в цих мережах втрати електроенергії за статистичними даними зросли до фізично не обгрунтованих значень, – і це не зважаючи на загальну тенденцію до зниження електроспоживання [3]. Таким чином постала нагальна необхідність в запровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах. Проведення і оцінка ефективності енергозберігаючих заходів є однією з задач автоматизованої системи контролю та обліку електроспоживання (АСКОЕ), які зараз активно впроваджуються в електричних мережах енергосистем [5]. В даній статті розглядаються метод і алгоритми формування розрахункової моделі ЕМ в АСКОЕ для визначення втрат електроенергії, аналізу їх і керування ними.

### Втрати електроенергії в ЕМ як об'єкт управління

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні [4]. Структура їх подана на рис. 1. Технологічні втрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її поступлення і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втрата-

ми і розрахованими технологічними втратами. Тобто, втрати електроенергії в ЕМ визначаються:

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

де  $W_{\text{пост}}$  – електроенергія, яка поступила 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 в елементах мережі  $\Delta W_{\text{Т}}$ , витрат електроенергії на власні потреби підстанцій  $\Delta W_{\text{вп}}$ , недообліку електроенергії, який обумовлений інструментальними похибками її вимірювання  $\Delta W_{\text{о}}$ ;  $\Delta W_{\text{ком}}$  – комерційні втрати.



Рис.1. Структура втрат у розподільних мережах

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася [6]. 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.

### Формування та коригування моделі ЕМ в процесі керування втратами

Запровадження АСКОЕ забезпечило можливість і доцільність використання методу поелементних розрахунків для розв'язання задачі аналізу та структурування втрат електроенергії у розподільчих мережах [5].

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 ефективних заходів з керування ними [6]. Але адекватність одержаних результатів у значній мірі залежить від якості розрахункової моделі ЕМ.

Для забезпечення максимальної відповідності моделі до її формування мають бути залучені усі наявні джерела інформації, і в першу чергу, оператив-

но-інформаційний комплекс, як єдине джерело даних про поточний стан (або зміни стану протягом звітного періоду) об'єкту керування.

Формування розрахункової моделі ЕМ має здійснюватися у такій послідовності (рис.2). На етапі підготовки та впровадження АСКОЕ необхідно всебічно проаналізувати склад та стан об'єкту керування і на цій підставі сформува-ти бази даних з параметрами його обладнання. 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 являє собою підготовлену у відповідності з певними вимогами інформацію про повну схему ЕМ, що включає дані про нормальну схему з'єднань ЕМ, про частини мережі, що на даний час знеживлені, а також про можливі зв'язки з ЕМ свого адміністративно-ієрархічного рівня та інших рівнів.



Рис. 2. Формування розрахункової моделі ЕМ

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'єкту 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. 3).

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, відключених споживачів 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 у разі зміни складу або характеристик наявного обладнання.

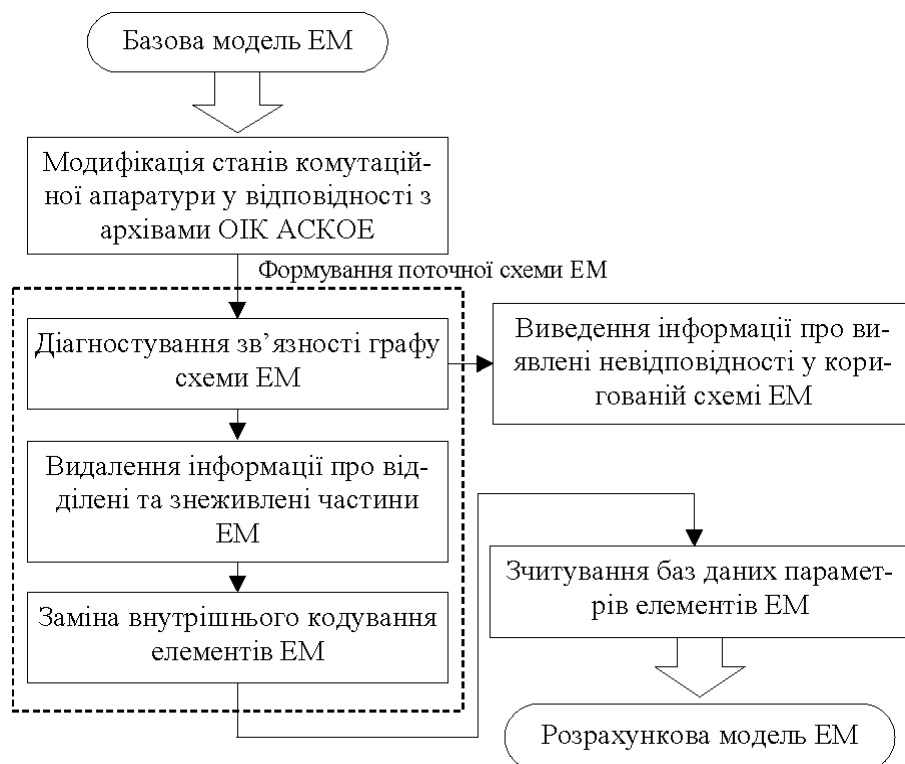


Рис. 3. Алгоритм коригування моделі ЕМ з використанням інформації АСКОЕ

Найбільш складною та неоднозначною проблемою формування вихідної інформації для проведення поелементного розрахунку втрат електроенергії є визначення незалежних параметрів поточного режиму ЕМ [5]. 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. Каталогні 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 використовуються значення спожитої електроенергії за минулий звітний період, що опосередковано визначають середньозважені коефіцієнти завантаження трансформаторів споживальних підстанцій.

В процесі функціонування ОІК АСКОЕ з певною дискретністю  $\Delta t$  виконується опитування пристроїв телеметрії, що встановлені на вводах понижувальних підстанцій, на фідерах, що відходять від шин нижчої напруги, на проміжних розподільних пристроях (РП) та на шинах найбільш потужних та відповідальних споживачів. Із залученням вказаних даних сумарна повна потужність нетелеметрованих споживачів, що отримують живлення від  $i$ -го фідера визначається як

$$\dot{S}_{\text{сп}\Sigma}^{\text{H}} = \dot{S}_{\text{ф}_i} - \left( \sum_{j=1}^m \dot{S}_{\text{сп}_j}^{\text{T}} + \sum_{j=1}^l \dot{S}_{\text{рп}_j}^{\text{T}} + \Delta \dot{S}_{\text{нф}} + \Delta \dot{S}_{\text{хф}} \right), \quad (2)$$

де  $\dot{S}_{\text{ф}_i}$  – потужність фідера;  $\dot{S}_{\text{сп}}^{\text{T}}$ ,  $\dot{S}_{\text{рп}}^{\text{T}}$  – потужність споживання телеметрованих споживачів, та проміжних телевимірюваних РП;  $\Delta \dot{S}_{\text{нф}}$ ,  $\Delta \dot{S}_{\text{хф}}$  – навантажувальні втрати потужності у розподільній мережі фідера та сумарні втрати холостого ходу трансформаторів споживальних підстанцій.

З (2) очевидно, що, оскільки сумарна потужність споживання нетелеметрованих споживачів залежить від значення навантажувальних втрат  $\Delta \dot{S}_{\text{нф}}$ , то визначення її на етапі підготовки розрахункової моделі може бути лише приблизним і має уточнюватися в процесі виконання розрахунку.

Модуль приведеної повної потужності  $i$ -го нетелеметрованого споживача за припущення, що його коефіцієнт потужності  $\cos \varphi_i$  дорівнює середньозваженому  $\cos \varphi_{\text{сп}}$ , може бути визначено наступним чином

$$S_{\text{сп}_i}^{\text{H}} = k_{3,\text{сп}} \left( S_{\text{тр.н}_i} \cdot S_{\text{гр}\%_i} \frac{S_{\text{гр.сп}\%_i}}{k'_{3,\text{сп}_i}} \right), \quad (3)$$

де  $k_{3,\text{сп}} = S_{\text{сп}\Sigma}^{\text{H}} / \sum_{i=1}^k S_{\text{сп.гр}_i}$  – середньозважений коефіцієнт завантаження трансформаторів споживальних підстанцій для поточного режиму;  $S_{\text{тр.н}_i}$ ,  $k'_{3,\text{сп}_i}$  – відповідно, номінальна потужність та заданий середній коефіцієнт завантаження трансформаторів  $i$ -ої підстанції;  $S_{\text{гр}\%_i}$  – повна потужність типового графіка навантаження  $i$ -ої групи споживачів, що відповідає даному часовому зрізу;  $S_{\text{гр.сп}\%_i}$  – усереднене значення повної потужності  $i$ -ої групи споживачів за ти-

повим графіком навантаження. Далі визначений модуль повної потужності  $i$ -го споживача поділяється на активну та реактивну складові на підставі вказаного припущення.

За рахунок вказаних дій 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.

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 по елементах, по групах однотипних елементів, по частинах мережі та по всій мережі в цілому. Послідовність розрахунку режиму ЕМ та визначення втрат в АСКОЕ для заданого часового зрізу наведений на рис. 4.

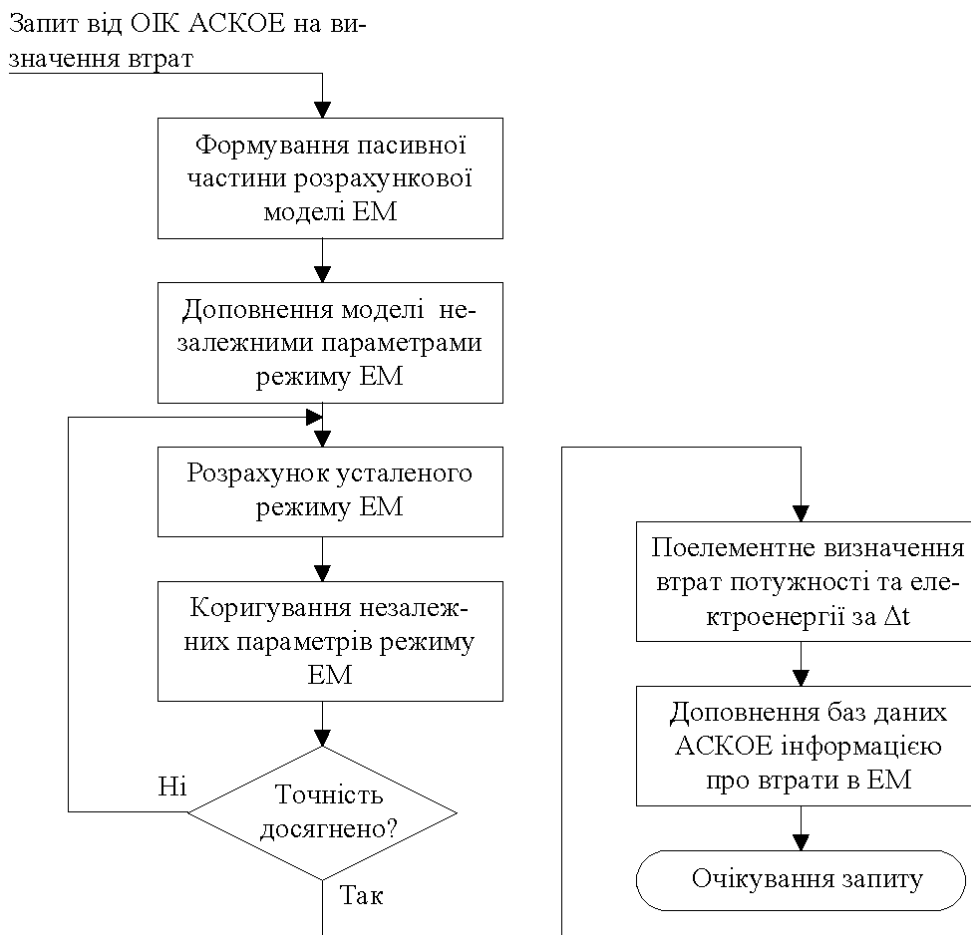


Рис. 4. Послідовність визначення втрат в АСКОЕ

## **Висновки**

1. Широкі можливості сучасних засобів АСКОЕ дозволяють успішно вирішувати задачі визначення, аналізу і зменшення втрат електроенергії в електричних мережах. Включення задачі керування втратами електроенергії в АСКОЕ робить баланс електроенергії в електричній мережі більш точним і прозорим. Появляється можливість структурування втрат електроенергії за причинами, що їх викликають, і по окремих елементах та фрагментах електричної мережі.

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. Відслідковування і 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.

**1. Кирик С.В., Костин Ю.Д. Анализ причин потерь электроэнергии в Украине и пути их снижения // Энергетика и электрификация. – 2000. – №7. – С. 15-19.**

**2. Доповіді та повідомлення, заслухані на галузевій конференції "Зниження втрат електроенергії в мережах на її транспортування. Заходи щодо покращання роботи зі споживачами" (м. Хмельницький, 19 липня 2002 р.) // Новини енергетики. – 2002. – №7. – С. 1-59.**

**3. Дерзский В.Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго // Энергетика и Электрификация. – 2002. - №4. – С. 18-22.**

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

**5. Пейзель В.М., Степанов А.С. Расчет технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ // Электричество. – 2002. - №3. – С. 10-15.**

**6. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. – 34 с.**

## **Управление потерями электроэнергии в распределительных сетях с использованием средств АСКУЭ**

**Красовский Ю.Л., Кулик В.В., Лежнюк П.Д.**

Рассматриваются пути и направления решения проблемы информационного обеспечения задачи управления потерями электроэнергии в распределительных сетях с использованием телеметрии, которая является составной частью автоматизированной системы контроля и учета электропотребления (АСКУЭ). Показано, что включение задачи определения технологических потерь электроэнергии в АСКУЭ обеспечивает новые возможности их анализа и структурирования, а также решение на этих основах ряда актуальных эксплуатационных задач.



## **Management of the electric power losses in distributive networks with use of ASCMA means**

**Krasovskij J.L., Kulik V.V., Lezhnjuk P.D.**

Ways and directions of the information supply problem's decision for management by losses of the electric power in distributive networks with use the telemetry, as a component of the automated system of power consumption monitoring and accounting (ASCMA) are considered. It is shown, that inclusion of the electric power technological losses definition problem in ASCMA provides new opportunities of their analysis and structurization, and also the decision on these bases of some actual operational problems.