

УДК 621.311.015

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.;

В. В. Кулик, к. т. н.;

А. В. Пашенко, бакалавр

ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 0,38 КВ

Розглянуто шляхи вирішення проблеми визначення втрат електроенергії та максимального відхилення напруги у розподільних електричних мережах (ЕМ) 0,38 кВ із залученням різноманітних джерел вихідної інформації. Показано, що визначення технологічних втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ у середовищі автоматизованої системи комерційного обліку електроспоживання (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 звітнього 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].

В невідомому стані опинилися розподільні електричні мережі, особливо електричні мережі (ЕМ) 0,38 кВ. У вказаних мережах практично відсутні засоби телеконтролю, недостатня кількість вимірювальних приладів, а часто, невідомі навіть поточні схеми та параметри пасивних елементів. Разом з тим саме в цих мережах втрати електроенергії на думку експлуатаційників, а також за наявними статистичними даними зросли до фізично не обґрунтованих значень, — і це не зважаючи на загальну тенденцію до зниження електроспоживання [3]. Таким чином постала нагальна потреба в запровадженні енергоощадних заходів саме в розподільних мережах. Проведення і оцінка ефективності вказаних заходів є однією з задач АСКОЕ, які зараз активно впроваджуються в електричних мережах енергосистем [5, 6]. В даній статті розглядаються особливості, методи та алгоритми визначення втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ з використанням інформаційних засобів АСКОЕ. Метою вказаних розрахунків є всебічний аналіз втрат електроенергії в ЕМ та розробка на цих засадах технічних та організаційних заходів з керування ними.

Проблема визначення втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою виявлення першопричин і визначення найефективніших напрямків виходу з ситуації, що склалася [7]. 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.

Структура методів визначення технологічних втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ, що забезпечують розв'язання поставленої задачі на різних стадіях запровадження АСКОЕ, подана на рис. 1.

Відсутність достовірної інформації про величину та характер електроспоживання, а також про пасивні параметри ЕМ 0,38 кВ зумовила поширене застосування методів еквівалентування для визначення технологічних втрат в ЕМ даного класу напруги. Розподільні мережі 0,38 кВ в розрахунках втрат представляються еквівалентним опором, який визначається в залежності від наявної вихідної інформації [5]. Втрати в ЕМ 0,38 кВ розраховуються, за формулою

$$\Delta W_{0,38} = 3I_{\Gamma}^2 R_{\text{ек}} k_{\text{ф}}^2 T, \quad (1)$$

де I_{Γ} — середній струм головної ділянки ЕМ; $R_{ек}$ — еквівалентний опір розподільної мережі 0,38 кВ; k_{ϕ} — коефіцієнт форми графіка еквівалентного струмового навантаження ЕМ 0,38 кВ; T — тривалість звітного періоду.

Значення еквівалентного опору визначається за ретроспективною інформацією:



Рис. 1. Структура методів та послідовність визначення технологічних втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ за різного інформаційного забезпечення

$$R_{ек} = \frac{\Delta W'_{0,38}}{3I_{\Gamma}^2 k_{\phi}^2 T'} \tag{2}$$

де $\Delta W'_{0,38} = W'_{п.м.} - W'_{в.м.}$ — втрати електроенергії за період T' , який передує звітному періоду;

$W'_{п.м.}$ — електроенергія, яка надійшла в мережу за період T' ; $W'_{в.м.}$ — електроенергія, яка відпущена споживачам і значення якої визначається за фактом розрахунків споживачів за електроенергію.

Як бачимо, методи визначення еквівалентного опору $R_{ек}$ базуються на певних припущеннях, але загалом вказана методика дає достатньо точні результати, за умови, що повнота оплати за спожиту електроенергію є відносно стабільною, а також виконуються експлуатаційні вимоги щодо завантаження ліній ЕМ, рівномірності розподілу навантаження по фазах тощо. В цьому випадку еквівалентний опір, який розраховується за даними попередніх звітних періодів, може використовуватися для поточних розрахунків втрат. Але через те, що вказані умови адекватності еквівалентування для реальних розподільних мереж 0,38 кВ не завжди виконуються, подібну методику визначення технологічних втрат доцільно застосовувати лише на початкових стадіях впровадження АСКОЕ з подальшим залученням точніших та адаптивніших методів.

Розробка та впровадження АСКОЕ вимагають проведення ряду заходів, що якісно підвищують рівень інформаційного забезпечення задачі розрахунку втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ [6]. Так, передбачається проведення інвентаризації обладнання вказаних розподільних мереж, що включає:

- розробку поопорних схем ЕМ із зазначенням марок проводів, кількості фаз, довжин ділянок ліній електропередач;
- фазування споживачів та прив'язку їх до поопорних схем ЕМ;
- формування баз даних електроспоживання абонентів.

В процесі експлуатації АСКОЕ також виконується регулярне оновлення баз даних електроспоживання, де фіксується відпущена кожному абоненту електроенергія та рівень сплати за неї.

Таким чином АСКОЕ забезпечують необхідний обсяг інформації для визначення та аналізу технологічних втрат електроенергії у мережах 0,38 кВ на основі методу поелементних розрахунків.

Методика та послідовність вказаних розрахунків аналогічні тим, що використовуються для ЕМ вищих класів напруги. Але існують певні особливості:

- розрахунки доцільно виконувати пофазно, оскільки це дає можливість повною мірою врахувати несиметрію навантаження та результати заходів з його симетрування;
- визначення часових характеристик електроспоживання виконується на основі типових графіків або контрольних вимірювань.

Визначення еквівалентного опору електричної мережі 0,38 кВ за впливовими факторами

В [8] запропоновано метод оцінки втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за сумарною довжиною ліній. Згідного з цим методом еквівалентний опір лінії без розгалужень визначається

$$R_{ек} = r_0 L k_L, \quad (3)$$

де r_0 — питомий опір проводу, Ом/км; L — довжина лінії, км; k_L — коефіцієнт, який враховує тип навантаження ($k_L = 1$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $k_L = 0,37$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії).

В діапазоні перерізів алюмінієвих проводів 35—120 мм² справедливе співвідношення $r_0 \approx 32,25/F$, де F — переріз проводу, мм².

За наявності відгалужень для тієї ж сумарної довжини лінії втрати в ній зменшуються, оскільки густина струму в відгалуженнях суттєво менша ніж в магістралі. В цьому випадку в формулу еквівалентного опору необхідно ввести понижувальний коефіцієнт

$$k_B = 1 - 0,95 \frac{L_B}{L_\Sigma},$$

де L_Σ — сумарна довжина лінії з відгалуженнями; L_B — довжина відгалужень.

З урахуванням сказаного формула для визначення еквівалентного опору ліній 0,38 кВ запишеться

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_B \frac{L_\Sigma}{F}. \quad (4)$$

До збільшення втрат в мережі веде також несиметрія навантаження і неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Врахувавши і ці фактори, остаточно маємо формулу для визначення еквівалентного опору:

$$R_{ек} = 32,25 k_L k_B k_N k_H \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_\Sigma^2}, \quad (5)$$

де L_i — довжина магістральних ліній з перерізом проводу F_i (L_i в км, F_i в мм²); N — кількість груп ліній з різними перерізами головних ділянок, які живляться від даного трансформатора; F_Σ — сумарний переріз головних ділянок цих ліній, мм²; $k_L = 1 - 0,63 d_p$ — коефіцієнт, який враховує тип навантаження. В цій формулі d_p визначається як частка розподілених навантажень ($d_p = 0$, якщо навантаження сконцентроване в кінці лінії; $d_p = 1$, якщо навантаження розподілене вздовж лінії рівномірно); $k_H = 1,05 + 0,3 d_p$ — коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним наванта-

женням; $k_B = 1 - 0,95 \frac{L_B}{L_\Sigma}$ — понижувальний коефіцієнт, яким враховується те, що в відгалужен-

нях втрати суттєво менші ніж в магістралі; L_Σ — сумарна довжина лінії разом з відгалуженнями; L_B — довжина відгалужень; k_N — коефіцієнт, яким враховується неоднаковість густини струму на головних ділянках різних ліній. Його значення знаходиться в діапазоні 1,04...1,16 ($k_N = 1,1 \pm 0,06$).

За наявності інформації про довжину і кількість ліній з розподіленим і сконцентрованим навантаженням доцільно проводити окремо розрахунки з коефіцієнтами, які характерні для цих ліній.

Враховуючи наведене вище для розрахунків втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за допомогою методу еквівалентних опорів рекомендується використовувати для визначення $R_{ек}$ формулу (5), тобто метод оцінки втрат електроенергії за допомогою узагальнених характеристик електричної мережі.

Оцінка втрат напруги в лініях 0,38 кВ за втратами потужності в них

Відомо, що втрати потужності і втрати напруги в лініях електропередачі взаємопов'язані між собою. В [4] показано, що відношення відносних втрат потужності і відносних втрат напруги в лініях 0,38 кВ з зосередженим навантаженням в кінці має вигляд

$$k_{\text{п/н}} = \frac{\Delta P\%}{\Delta U\%} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad (6)$$

де $\xi = x_0 / r_0$ — відношення питомих індуктивного і активного опорів лінії.

Для ліній з розподіленим навантаженням

$$k_{\text{п/н}} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}. \quad (7)$$

З урахуванням того, що для повітряних ліній $x_0 \approx 0,4$ Ом/км і $r_0 \approx 32,25/F$ Ом/км,

$$\xi = x_0 / r_0 \approx 0,0125F.$$

Оскільки кінцеві ділянки повітряних ліній інколи виконуються проводом меншого перерізу ніж головна ділянка, то рекомендується приймати для повітряних ліній $\xi = 0,01F$. Формула (7) для визначення відношення втрат потужності і напруги набуде вигляду

$$k_{\text{п/н}} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + 0,01F \operatorname{tg} \varphi}. \quad (8)$$

Для кабельних ліній $x_0 \approx 0$, отже $\xi \approx 0$, звідки

$$k_{\text{п/н}} = (1 - 0,25d_p)(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi). \quad (9)$$

Оцінку втрат напруги доцільно здійснювати для режиму найбільших навантажень. Для цього випадку

$$\Delta U\% = \frac{\Delta P_{\text{max}}}{P_{\text{max}} k_{\text{п/н}}} 100, \quad (10)$$

де P_{max} — максимальне навантаження лінії, яке задається або визначається за відомим відпуском електроенергії протягом періоду часу T

$$P_{\text{max}} = \frac{W}{T k_3};$$

ΔP_{max} — втрати потужності в режимі максимальних навантажень; k_3 — коефіцієнт заповнення графіка навантаження.

Зауважимо, що коли відоме значення максимальних втрат напруги (наприклад, в результаті контрольних вимірювань), то можливо навпаки оцінити втрати потужності і електроенергії. В цьому випадку з (10) випливає, що

$$\Delta P_{\text{max}} = \frac{\Delta U\%}{100} P_{\text{max}} k_{\text{п/н}}, \quad (11)$$

а втрати електроенергії

$$\Delta W = \Delta P_{\text{max}} \tau, \quad (12)$$

де τ — час найбільших втрат.

Поелементне визначення втрат у розподільних мережах 0,38 кВ

Запровадження АСКОЕ забезпечило можливість і доцільність використання методу поелементних розрахунків для розв'язання задачі аналізу та структурування втрат електроенергії у розподільчих мережах 0,38 кВ.

Перевагою даного підходу є можливість врахування цілого ряду додаткових факторів, що істотно впливають на режим роботи і, відповідно, втрати потужності та електроенергії у кожному

елементі ЕМ. Але адекватність одержаних результатів значною мірою залежить від якості інформаційного забезпечення задачі. Серед вказаних факторів варто відмітити можливість врахування розподілу навантаження ЕМ між окремими фазами та споживачами (спираючись на абонентські бази даних електроспоживання), різноманітних комутацій у ЕМ (відключення абонентів за несплату, підключення нових абонентів та тих, що сплатили борги за спожиту електроенергію, перенесення споживачів з фази на фазу тощо).

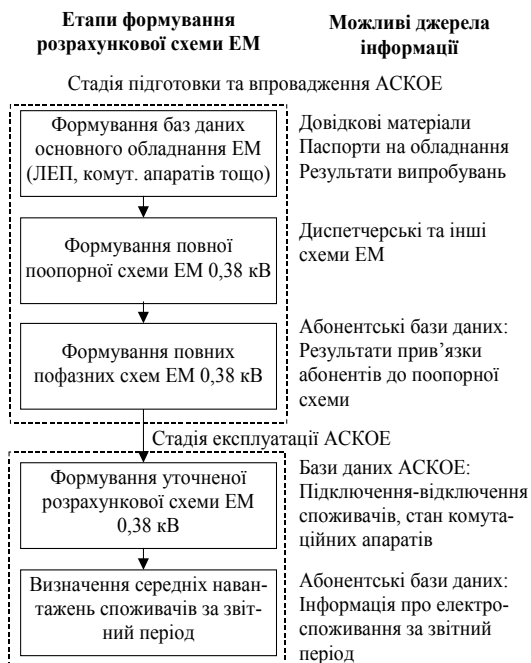


Рис. 2. Формування розрахункової схеми ЕМ 0,38 кВ

Формування пофазної розрахункової схеми ЕМ 0,38 кВ має здійснюватися у такій послідовності (рис. 2). На етапі підготовки та впровадження АСКОЕ необхідно всебічно проаналізувати склад основного обладнання, поопорні схеми та стан електричних мереж 0,38 кВ і на цій підставі сформувати відповідні бази даних. Підготовка вказаної інформації має бути виконана особливо ретельно, оскільки вона є джерелом для формування розрахункової схеми ЕМ протягом функціонування АСКОЕ і, таким чином, її недосконалість може вносити систематичну похибку в результати аналізу та структурування втрат електричної енергії.

Повна поопорна схема ЕМ 0,38 кВ — це підготовлена відповідно до певних вимог схема, що включає дані про нормальну схему з'єднань ЕМ (з фазуванням ліній електропередач та прив'язкою споживачів до відповідних фаз та опор), про частини мережі, що на даний час знеживлені, а також про можливі зв'язки з іншими мережами.

Перехід від статичної повної схеми електричних мереж до динамічної розрахункової вимагає наявності

стандартизованих потоків інформації про характер та величину змін їх стану ЕМ. Така інформація забезпечується засобами АСКОЕ (бази реєстрації електроспоживання абонентів ЕМ, відключення боржників та приєднання нових споживачів тощо).

Пасивна частина розрахункової схеми ЕМ 0,38 кВ створюється після ініціювання процесу розрахунку втрат електроенергії і коригується у разі виконання будь-яких перемикачів в ЕМ. За даними архівів АСКОЕ в описі повної схеми виконується зміна інформації про стани комутаційних апаратів, окремих ліній електропередач та споживачів (тип відключення, приєднання, переключення на іншу фазу тощо). Будується граф оновленої схеми ЕМ (у однолінійному представленні), за рахунок чого визначаються відділені та знеживлені частини мережі, що, вочевидь, не впливають на втрати потужності та електричної енергії. Для зменшення розмірності задачі інформація про вказані частини мережі видаляється з відповідною переіндексацією складу пасивних параметрів розрахункової схеми ЕМ. Значення вказаних параметрів вибираються з бази даних обладнання, що забезпечує спрощення коригування схеми у разі зміни складу або характеристик наявного обладнання.

Найскладнішою та неоднозначною проблемою формування вихідної інформації для проведення поелементного розрахунку втрат електроенергії є визначення незалежних параметрів режиму середніх навантажень ЕМ [5]. Це пов'язано з принциповою неможливістю забезпечення одночасності одержання інформації про зафіксоване лічильниками електроспоживання. До того ж покази лічильників супроводжуються як метрологічною похибкою, так і недорахуванням споживаної електроенергії внаслідок несанкціонованих відборів енергії тощо.

Вирішення проблеми одночасності надходження показів лічильників електроенергії бачиться у застосуванні методів інтерполяції-екстраполяції, які, враховуючи невеликі (порівняно зі звітним

періодом) розбіжності у часі надходження даних, дають доволі точні результати відновлення часового зрізу.

Зниження ступеня неадекватності інформації, що зумовлене різноманітними похибками вимірювань електроспоживання може бути забезпечене:

– за рахунок комплексного підходу до визначення втрат електроенергії у розподільних мережах 10—0,38 кВ, оскільки поелементний розрахунок втрат у ЕМ 10 кВ (які істотно краще оснащені вимірювальними засобами у тому числі і телевимірювальними), достатньо точно забезпечує інформацію про відпущену у ЕМ 0,38 кВ електроенергію. Остання може бути використана для уточнення показів лічильників шляхом балансування;

– за рахунок оснащення підстанцій 10/0,38 кВ вимірювальними засобами (постійного, або періодичного вимірювання відпущеної електроенергії) з подальшим уточненням показань абонентських лічильників шляхом балансування;

– за рахунок систематичного виконання контрольних замірів величини струмів у головних ділянках ЕМ 0,38 кВ для характерних режимів їх роботи.

Для додаткового підвищення адекватності оцінки використовуються значення спожитої електроенергії за попередні звітні періоди, що опосередковано (з урахуванням тенденцій зміни електроспоживання) визначають середню потужність споживання абонентів.

Отже, з урахуванням поданого вище визначення та уточнення середніх потужностей, електроспоживання абонентів за звітний період T може виконуватися у такій послідовності.

1. За даними з архіву та інформацією про електроспоживання у поточному звітному періоді за рахунок інтерполяції-екстраполяції табличних залежностей електроспоживання абонентів у часі виконується уточнення спожитої електроенергії за звітний період.

2. За попереднім балансом відпущеної електроенергії та зафіксованого електроспоживання (втрати електроенергії в ЕМ приймаються з попереднього розрахунку) визначається коефіцієнт уточнення споживання:

$$k_y = \frac{W_{\text{відп}} - \Delta W_{k-1}}{W_{\text{сп}}} = \frac{W_{\text{відп}} - \Delta W_{k-1}}{W_{\text{сп.А}} + W_{\text{сп.В}} + W_{\text{сп.С}}}, \quad (13)$$

де $W_{\text{відп}}$ — відпущена за звітний період електроенергія; ΔW_{k-1} — втрати електроенергії у даній ЕМ 0,38 кВ за попередній звітний період; $W_{\text{сп}}$ — сумарне зафіксоване за звітний період електроспоживання; $W_{\text{сп.А}}$, $W_{\text{сп.В}}$, $W_{\text{сп.С}}$ — пофазне сумарне зафіксоване електроспоживання.

3. Перераховується електроспоживання окремих абонентів за результатами балансування електроенергії:

$$W_{\text{сп.у}}^i = W_{\text{сп}}^i k_y, \quad (14)$$

де $W_{\text{сп}}^i$, $W_{\text{сп.у}}^i$ — відповідно, зафіксоване та уточнене електроспоживання i -го абонента.

4. Приймаючи типові значення коефіцієнтів потужності $\cos \varphi_i$ для окремих абонентів (в залежності від їх категорії) визначаються середні активна $P_{\text{сп.у}}^i$ та реактивна $Q_{\text{сп.у}}^i$ потужності споживання:

$$P_{\text{сп.у}}^i = \frac{W_{\text{сп.у}}^i}{T}; \quad Q_{\text{сп.у}}^i = \sqrt{\left(\frac{P_{\text{сп.у}}^i}{\cos \varphi_i}\right)^2 - \left(P_{\text{сп.у}}^i\right)^2}. \quad (15)$$

За рахунок вказаних дій визначаються середні активні та реактивні навантаження споживачів для поточного розрахункового періоду T . Враховуючи той факт, що для балансування електроенергії згідно з (13) складова втрат в ЕМ була взята з попереднього звітного періоду, визначені за (15) потужності споживання необхідно коригувати в процесі розрахунку режиму середніх навантажень. Отже, після розрахунку режиму середніх навантажень та уточнення втрат електроенергії в ЕМ необхідно повторювати розрахунок навантажень починаючи з п. 2 наведеного алгоритму і виконувати ітераційні наближення доки не буде досягнуто заданої точності визначення k_y .

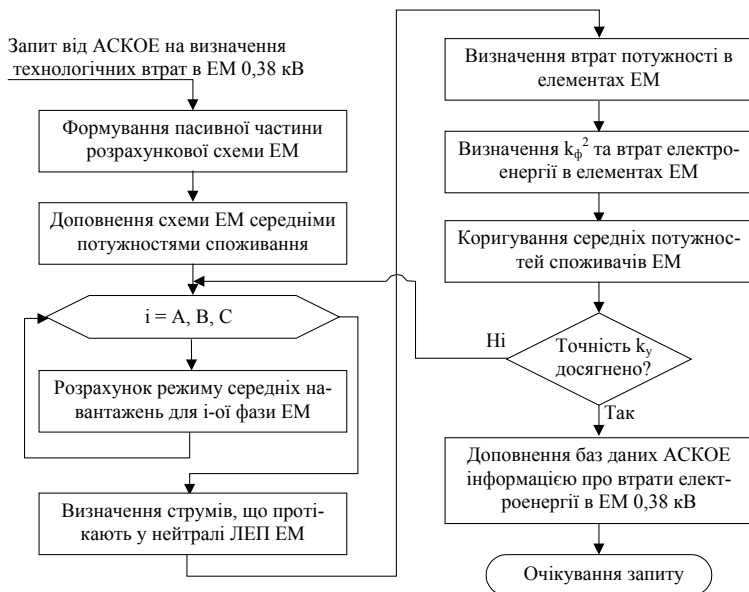


Рис. 3. Послідовність визначення втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ

Послідовність визначення втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ для заданого звітнього періоду наведений на рис. 3. Після формування пасивної частини розрахункової схеми ЕМ та доповнення її усередненими потужностями споживачів виконується пофазний розрахунок режиму середніх навантажень. Під час визначення струморозподілу для кожної окремої фази ЕМ використовується повне однопілляне представлення мережі, але враховуються лише навантаження споживачів, що отримують живлення від даної фази. Визначення струморозподілу в нейтралі ЛЕП здійснюється шляхом векторного підсумовування комплексних струмів окремих фаз означених ліній.

Втрати електроенергії в лініях електропередач ЕМ 0,38 кВ визнача-

ються за такою формулою:

$$\Delta W_i = \left(I_{i,A}^2 R_A + I_{i,B}^2 R_B + I_{i,C}^2 R_C + I_{i,N}^2 R_N \right) k_{\phi}^2 T, \tag{16}$$

де $I_{i,A}, I_{i,B}, I_{i,C}, I_{i,N}$ — відповідно, модулі фазних струмів i -ї ЛЕП та струму в нейтралі лінії; R_A, R_B, R_C, R_N — відповідно, активні опори окремих фаз i -ї ЛЕП та її нульового проводу (зазвичай $R_A = R_B = R_C \leq R_N$).

Визначення коефіцієнта форми еквівалентного графіка навантаження споживачів електроенергії, що отримують живлення від i -ї лінії електропередачі є окремою і достатньо складною задачею. На сьогодні відомий цілий ряд методів її розв’язання на базі типових графіків навантаження [1]. Виконані дослідження показали, що найкращі результати для розподільних електричних мереж 10—0,4 кВ забезпечує таке поєднання наявних методів:

$$\text{якщо } \lambda < 1, \text{ то } k_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2;$$

$$\text{якщо } \lambda \geq 1, \text{ то } k_{\phi}^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2},$$

де $\lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}$; $k_{\min} = P_{\min} / P_{\max}$; $k_3 = P_{cp} / P_{\max}$; P_{cp} — активна складова перетоку потужності по i -й ЛЕП у режимі середніх навантажень; P_{\max}, P_{\min} — активні складові максимального та мінімального перетоків потужності по i -й ЛЕП, що зафіксовані протягом звітнього періоду, або визначені виходячи з типових графіків навантаження приєднаних споживачів.

Очевидно, що описана методика визначення незалежних параметрів режиму середніх навантажень споживачів ЕМ для поточного звітнього періоду 0,38 кВ, пов’язана з деякою похибкою, що залежить від ряду факторів, в тому числі повноти та якості вимірювання спожитої абонентами електроенергії. Разом з тим, залучення інформаційних засобів АСКОЕ робить сформовану таким чином розрахункову схему розподільної мережі 0,38 кВ достатньо адекватною та адаптованою до виконання розрахунку усталеного режиму мережі з можливістю подальшого визначення та структурування втрат потужності та електроенергії по частинах мережі та по всій мережі в цілому.

Висновки

1. Запровадження та широкі можливості сучасних засобів АСКОЕ дозволяють успішно вирішувати проблеми інформаційного забезпечення задачі визначення та аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 0,38 кВ. Включення задачі визначення технологічних втрат електроенергії в ЕМ 0,38 кВ до переліку задач АСКОЕ робить баланс електроенергії в електричній мережі точнішим і прозорішим.

2. Для уточнення і приведення у відповідність до реальних умов експлуатації створеної розрахункової схеми розподільної електричної мережі 0,38 кВ можливо і доцільно використовувати бази даних, що формуються засобами АСКОЕ. Врахування динаміки зміни конфігурації та параметрів електричної мережі 0,38 кВ в її розрахунковій схемі на звітному проміжку часу дозволяє оцінити вплив зміни експлуатаційних умов, в тому числі обмеження електроспоживання, на значення втрат електроенергії в ЕМ.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

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. Галузева конференція «Зниження втрат електроенергії в мережах на її транспортування. Заходи щодо покращання роботи зі споживачами», м. Хмельницький // 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. Красовський Ю. Л., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОЕ // Вісник Харківського держ. техн. ун-ту сільського господ. — 2003. — Вип. 19. т. 1. — С. 99—107.
7. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. — 34 с.
8. Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В // Электрические станции. — 2002. — № 1. — С. 14—20.

Рекомендована кафедрою електричних станцій і систем

Надійшла до редакції 28.12.04
Рекомендована до друку 24.01.05

Лежнюк Петро Дем'янович — завідувач кафедри, **Кулик Володимир Володимирович** — доцент.

Кафедра електричних станцій та систем;

Пашенко Анна Валеріївна — студентка Інституту магістратури аспірантури та докторантури.

Вінницький національний технічний університет