

УДК 621.311.161

В. В. Кулик, к. т. н., доц.;

Д. С. Пискляров, магістр

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ АСКОЕ ЗАСОБАМИ АНАЛІЗУ ЧУТЛИВОСТІ

Розглядаються шляхи вирішення проблем, що пов'язані з визначенням технічної складової втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10 кВ в середовищі автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та з аналізом вірогідності результатів вказаних розрахунків. Представлено метод оцінки вірогідності результатів розрахунку технічних втрат, що базується на оцінці інтервалів їх невизначеності, а також запропоновано критерій ефективності телеінформаційної підсистеми АСКОЕ, що може використовуватися як критерій якості під час оптимізації розстановки засобів телевідеювань.

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 обґрунтовувалося і нормувалося з певною точністю, в один з визначальних факторів економіки, який характеризує не тільки технічну сторону транспортування електроенергії, а й якість організації та контролювання процесу електропостачання споживачів. Природно, зросла увага і розпочалися розробки з вдосконалення методів визначення втрат електроенергії, контролю за ними і створення умов для їх зменшення [1—4].

В невідгданому стані опинилися розподільні електричні мережі (ЕМ), в яких не впроваджувалися і практично відсутні засоби телеконтролю, а також недостатня кількість вимірювальних приладів. Разом з тим саме в цих мережах втрати електроенергії за статистичними даними зросли до фізично не обґрунтованих значень, — і це не зважаючи на загальну тенденцію до зниження електроспоживання [3]. Таким чином, постала нагальна необхідність всебічного аналізу структури та причин підвищення експлуатаційних витрат електроенергії в ЕМ та запровадження, на цій підставі, енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах.

Сучасний рівень розвитку телеінформаційних технологій дозволяє забезпечити високу технічну ефективність наявних автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в задачах інформаційної підтримки експлуатації ЕМ. Але, для цього принципи формування інформаційної інфраструктури, що необхідна для впорядкування обліку балансу електроенергії та підвищення його точності, повинні розроблятися з урахуванням технологічних особливостей ЕМ, як об'єкта контролю та керування. Контроль за впровадженням енергозберігаючих заходів і оцінка їх ефективності є однією з задач АСКОЕ [5]. Розв'язання її неможливе без застосування методів розрахунку технічних та комерційних втрат електроенергії в ЕМ, які забезпечують їх структурування та аналіз, а також необхідну вірогідність результатів в умовах неточності та невизначеності вихідної інформації.

В статті розглядаються метод і алгоритми визначення технічних втрат електроенергії в ЕМ, а також засоби контролю та підвищення вірогідності результатів даних розрахунків із застосуванням інформаційного забезпечення АСКОЕ.

Витрати електроенергії в ЕМ як об'єкт контролю та керування

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні [4]. Структура їх подана на рис. 1. Технологічні витрати обумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами, а також обліку її надходження та відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними витратами і розрахованими технологічними витратами.

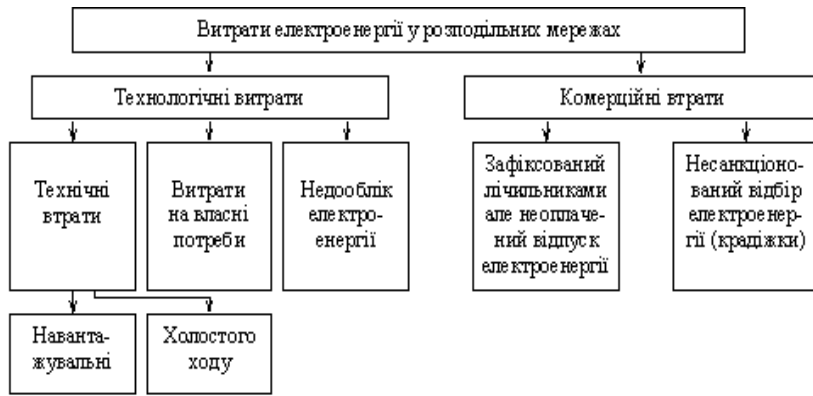


Рис. 1. Структура витрат електроенергії у розподільних електричних мережах

Отже, витрати електроенергії в ЕМ можуть бути визначені як

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

де $W_{\text{надх}}$ — 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 витрати, які складаються з технічних втрат в елементах мережі $\Delta W_{\text{Т}}$, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{\text{вп}}$, недообліку електроенергії, що обумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{\text{О}}$; $\Delta W_{\text{ком}}$ — комерційні витрати.

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найефективніших напрямків їх ліквідації [6]. Враховуючи сутність комерційних втрат пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим, або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні витрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову.

Поелементний розрахунок 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 [6], хоча такий підхід має ряд суттєвих недоліків:

- неможливість структурування втрат за окремими елементами 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 гнучкіших та точніших 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 [6]. 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 [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 електроощадних заходів. Але адекватність одержаних результатів у значній мірі залежить від якості вихідної інформації про поточні режими ЕМ.

Найбільш складною 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 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 визначити середньозважені коефіцієнти завантаження трансформаторів на споживальних підстанціях.

Послідовність розрахунку режиму ЕМ та визначення технічних втрат електроенергії в АСКОЕ для заданого часового зрізу наведено на рис. 2.

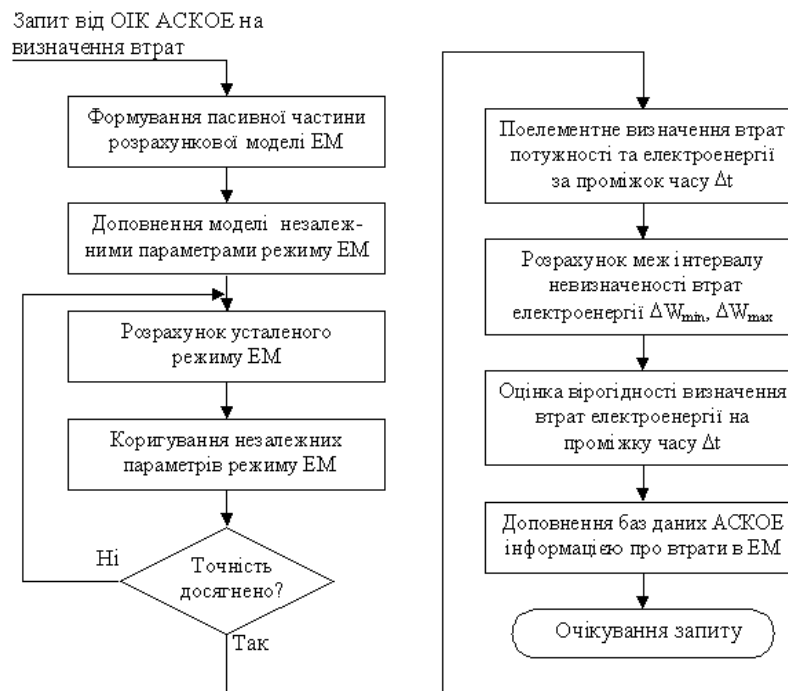


Рис. 2. Послідовність визначення втрат електроенергії в АСКОЕ

З певною дискретністю Δt 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 найбільш потужних та відповідальних споживачів. Дані пристрої забезпечують інформацію про кількість відпущеної або спожитої електроенергії, а також про значення активної та реактивної потужності в даний момент часу.

Для виконання ж розрахунку режиму електричної мережі необхідною інформацією є значення середніх за Δt потужностей споживання для всіх споживачів. Для телеметрованих споживачів в якості середніх потужностей беруться результати телевимірювань. Для решти споживачів вказані значення мають бути розраховані, виходячи з наявної інформації [7]

$$S_{сп_i}^H = \frac{\dot{S}_{сп_\Sigma}^H}{\sum_{i=1}^k S_{сп.гр_i}} \left(S_{тр.н_i} S_{гр\%_i} \frac{S_{гр.ср\%_i}}{k'_{3.ср_i}} \right) = \frac{\dot{S}_{сп_\Sigma}^H}{\sum_{i=1}^k S_{сп.гр_i}} S_{сп.гр_i}, \quad (2)$$

де $\dot{S}_{сп_\Sigma}^H$ — сумарна потужність нетелевимірюваних споживальних підстанцій для поточного режиму; $S_{тр.н_i}$, $k'_{3.ср_i}$ — 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; $S_{сп.гр_i}$ — повна потужність i -ї групи споживачів за типовим графіком навантаження.

Для розрахунку активної $P_{сп_i}^H$ та реактивної $Q_{сп_i}^H$ потужностей споживання i -ї підстанції використовується середньозважений коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{ср}$, що визначається з аналізу інформації про характер електроспоживання району.

Сумарна потужність нетелевимірюваних споживальних підстанцій $\dot{S}_{сп_\Sigma}^H$ визначається з балансу потужностей, що зафіксовані пристроями телевимірювань на шинах живильної та споживальних підстанцій для поточного часового зрізу і залежить від навантажувальних втрат потужності $\Delta \dot{S}_H$. Тому визначення її на етапі підготовки розрахункової моделі ЕМ може бути лише приблизним і має уточнюватися в процесі виконання розрахунку. В якості початкового наближення $\Delta \dot{S}_{H0}$ можуть бути використані результати попереднього розрахунку (для попереднього часового зрізу). Якщо розрахунки не проводилися, то початкове значення для $\Delta \dot{S}_{H0}$ може бути розраховане, виходячи з втрат електроенергії за найближчий звітний період та середньозваженого для споживачів ЕМ значення коефіцієнта потужності.

Очевидно, що описана методика розрахунку потужностей навантаження споживачів ЕМ для даного часового зрізу пов'язана з деякою похибкою, що залежить від ряду факторів, в тому числі повноти та якості телеінформаційної системи АСКОЕ. Але, основною причиною неточності результатів визначення потужностей споживання, і, відповідно, розрахованих на цій підставі втрат електроенергії в ЕМ за проміжок часу Δt є невизначеність інформації про характер та величину споживання нетелеметрованих підстанцій, що погіршує вірогідність результатів даних розрахунків. Вирішення проблеми підвищення вірогідності результатів визначення втрат електроенергії може розглядатися у двох напрямках: підвищення кількості телевимірюваних споживачів та оптимальна розстановка засобів телеметрії на основі групування однотипних споживачів [7].

Оцінка вірогідності результатів розрахунку втрат електроенергії в ЕМ

Прийнявши для випадкових величин реальної активної $P_{сп_i}^H$ та реактивної $Q_{сп_i}^H$ потужностей споживання i -ої підстанції нормальний закон розподілу, використовуючи середньоквадратичне значення інформаційної похибки розрахунку втрат електроенергії Δ_n границі інтервалу невизначеності втрат можуть бути розраховані за формулами [4]

$$\Delta W_{\min} = \Delta W_P \left(1 - \frac{t \Delta_n}{100} \right); \quad \Delta W_{\max} = \Delta W_P \left(1 + \frac{t \Delta_n}{100} \right), \quad (3)$$

де t — параметр, що характеризує інтервал невизначеності втрат електроенергії і відповідну йому імовірність знаходження реальних втрат у даному інтервалі. Так, значенню $t = 1$ відповідає значення імовірності 68,2 %, $t = 2$ — значення 95,4 %, а $t = 3$ — значення 99,7 %. Це означає, що фактичні втрати електроенергії з імовірністю 68,2 % потраплять в інтервал $\Delta W_P(1 \pm \Delta_n/100)$, з імовірністю 95,4 % — в інтервал $\Delta W_P(1 \pm 2\Delta_n/100)$ та з імовірністю 99,7 % — в інтервал

$\Delta W_p(1 \pm 2\Delta_n/100)$. Іншими словами, можна приблизно вважати, що з загального числа електричних мереж, що розраховуються за даним методом, у 68,2 % фактичні втрати не будуть відрізнятися від розрахункового значення більш ніж на $\pm\Delta_n$, у 95,4 — 68,2 = 27,2 % — не більше ніж на $\pm 2\Delta_n$, у 99,7–95,4 = 4,3 % — не більше ніж на $\pm 3\Delta_n$. В інших 0,3 % мереж відмінність може бути більшою $\pm 3\Delta_n$.

Пряме визначення похибки Δ_n , що вноситься за рахунок відсутності інформації про поточне навантаження споживальних підстанцій, є неможливим. Тому, використовуючи вираз (3), можна розв’язати зворотню задачу – визначення середньоквадратичної похибки Δ_n за розрахованими межами інтервалу невизначеності втрат електроенергії, що відповідає заданій імовірності знаходження реальних втрат ΔW_p у межах даного інтервалу.

Розрахунок верхньої $\Delta W_{p,max}$ та нижньої $\Delta W_{p,min}$ меж інтервалу невизначеності втрат електроенергії може бути виконаний шляхом розв’язання задачі пошуку, відповідно, максимуму та мінімуму нелінійної функції $\Delta W = f(P_{спi}^H, Q_{спi}^H)$ з балансними обмеженнями у формі рівностей та обмеженнями на незалежні параметри у формі нерівностей.

Істотне спрощення розв’язку даної задачі можна отримати припустивши, що проміжок часу Δt для якого розраховуються втрати електроенергії є малим (відповідає інтервалу опитування пристроїв телевимірювання), тобто величина та характер навантаження споживальних підстанцій є незмінним, або можуть бути враховані з використанням типових графіків навантаження. Таке припущення дозволяє представити задачу визначення $\Delta W_{p,max}, \Delta W_{p,min}$ у такому вигляді:

— для розрахунку $\Delta W_{p,max}$ $\Delta P = f(k_{3i}) \rightarrow \max;$ (4)

— для розрахунку $\Delta W_{p,min}$ $\Delta P = f(k_{3i}) \rightarrow \min;$ (5)

за обмежень
$$\begin{cases} \dot{S}_{надх} - \Delta \dot{S} - \dot{S}_{\Sigma}^T - \sum_i S_{Hi}^H k_{3i} = 0; \\ k_{3i} \geq 0,1; \\ k_{3i} \leq 0,9, \end{cases}$$
 (6)

де k_{3i} — коефіцієнт завантаження трансформаторів i -ої споживальної підстанції; $\dot{S}_{надх}$ — потужність, що зафіксована на шинах живильної підстанції пристроями телевимірювань на проміжку часу Δt ; \dot{S}_{Σ}^T — сумарна потужність споживачів, що оснащені засобами телевимірювання на проміжку часу Δt ; S_{Hi}^H — номінальна потужність трансформаторів для i -ї нетелевимірюваної споживальної підстанції.

Для спрощення врахування балансових обмежень задачі визначення $\Delta W_{p,max}, \Delta W_{p,min}$ були переписані з використанням методу невизначених множників Лагранжа:

— для розрахунку $\Delta W_{p,max}$ $L(k_{3i}) = \Delta P(k_{3i}) + \lambda(\dot{S}_{надх} - \Delta \dot{S} - \dot{S}_{\Sigma}^T - \sum_i S_{Hi}^H \cdot k_{3i}) \rightarrow \max;$ (7)

— для розрахунку $\Delta W_{p,min}$ $L(k_{3i}) = \Delta P(k_{3i}) + \lambda(\dot{S}_{надх} - \Delta \dot{S} - \dot{S}_{\Sigma}^T - \sum_i S_{Hi}^H k_{3i}) \rightarrow \min;$ (8)

за обмежень
$$\begin{cases} k_{3i} \geq 0,1; \\ k_{3i} \leq 0,9, \end{cases}$$
 (9)

Враховуючи складність та багатовимірність цільової функції $\Delta P = f(k_{3i})$ розв’язання задачі (7)–(9) у загальному вигляді є непридатним для практичного використання. Тому для одержання коефіцієнтів завантаження трансформаторів споживальних підстанцій k_i^{max} та k_i^{min} , що забезпечують, відповідно, максимальні $\Delta W_{p,max}$ та мінімальні $\Delta W_{p,min}$ втрати електроенергії на проміжку часу Δt було використано метод Ньютона з ітеративним врахуванням обме-

жень-нерівностей на незалежні параметри.

Якщо визначити втрати електроенергії за деякий невеликий інтервал часу Δt , задавшись розрахованими таким чином коефіцієнтами завантаження, то отримані значення $\Delta W_{p,\max}$ та $\Delta W_{p,\min}$ можна розглядати як межі інтервалу невизначеності втрат електроенергії за Δt , до якого, в ідеалі, з імовірністю 100 % належать реальні втрати в ЕМ за той же період часу. При цьому даний підхід до розрахунку меж інтервалу невизначеності дозволяє враховувати також інші фактори, що впливають на вірогідність результатів, такі, як неточність вихідної інформації про напруги у центрах живлення, пасивні параметри, графіки зміни навантаження протягом Δt тощо. Для цього необхідно під час виконання розрахунків режимів ЕМ для визначення $\Delta W_{p,\max}$ та $\Delta W_{p,\min}$ задатися, відповідно, найгіршими та найкращими значеннями вказаних параметрів, з огляду на втрати електроенергії в ЕМ. Так, наприклад, для врахування похибки вимірювання напруги в центрі живлення необхідно задатися мінімальним її значенням для визначення $\Delta W_{p,\max}$ та максимальним – для визначення $\Delta W_{p,\min}$.

Через принципову неможливість врахування всіх факторів, що впливають на похибки визначення втрат електроенергії в ЕМ не вдається знайти границі інтервалів $\Delta W_{p,\max}$ та $\Delta W_{p,\min}$ до яких реальні втрати належали б з імовірністю 100 %. Але, разом з тим, можна припустити, що розраховані таким чином границі інтервалу невизначеності відповідають $\pm 3\Delta_n$, тобто реальні втрати знаходяться в даному інтервалі з імовірністю 99,7 %. Спираючись на вказані припущення та використовуючи вирази (3) середньоквадратичне значення інформаційної похибки може бути визначене таким чином:

$$\Delta_{\Pi-} = \frac{(\Delta W_p - \Delta W_{p,\min})}{3\Delta W_p} 100; \quad \Delta_{\Pi+} = \frac{(\Delta W_{p,\max} - \Delta W_p)}{3\Delta W_p} 100, \quad (10)$$

де $\Delta_{\Pi-}$, $\Delta_{\Pi+}$ — нижня та верхня межа середньоквадратичної інформаційної похибки визначення втрат електроенергії в ЕМ.

Використовуючи розраховані значення $\Delta_{\Pi-}$, $\Delta_{\Pi+}$, з'являється можливість оцінити вірогідність розрахунку втрат електроенергії з необхідною, наперед заданою точністю $\Delta_{\Pi 3}$ (наприклад $\pm 5\%$). Для цього необхідно визначити розрахункове значення параметра t_p , що вказує на кількість інтервалів Δ_{Π} , якій відповідає заданий інтервал $\Delta_{\Pi 3}$, і, відповідно, яка імовірність p належності реальних втрат електроенергії заданому похибкою $\Delta_{\Pi 3}$ інтервалу невизначеності

$$t_{p-} = \frac{\Delta_{\Pi 3}}{\Delta_{\Pi-}}; \quad t_{p+} = \frac{\Delta_{\Pi 3}}{\Delta_{\Pi+}}. \quad (11)$$

За розрахованими значеннями t_{p-} та t_{p+} , використовуючи аналітичне представлення залежності $p = f(t)$, наприклад (12), визначають імовірність визначення втрат електроенергії в ЕМ з заданою точністю $\Delta_{\Pi 3}$, що характеризує вірогідність результатів розрахунків:

$$p = \begin{cases} \left(\begin{array}{l} -17,083t^5 + 114,22t^4 - 275,95t^3 + 263,99t^2 - \\ -16,991t + 0,518 \end{array} \right), & \text{якщо } 0 \geq t > 2; \\ \left(\begin{array}{l} -0,2064(t-2)^5 - 0,0313(t-2)^4 + 4,4167(t-2)^3 - \\ -11,982(t-2)^2 + 12,107(t-2) + 95,4 \end{array} \right), & \text{якщо } 2 \geq t \geq 4. \end{cases} \quad (12)$$

Для оцінки вірогідності результатів розрахунку втрат в ЕМ використовується менше з розрахованих значень $p = \min(p-, p+)$.

Використовуючи розроблений метод, було виконано розрахунки з оцінки вірогідності визначення втрат електроенергії для фрагменту розподільних ЕМ 10 кВ Козятинського району. Вказаний фрагмент містить 551 вузол (262 трансформаторні підстанції) та 539 віток (474 лінії електропередач). Постачання електроенергії здійснюється від двох живильних підстанцій 110/10 кВ

«Сигнал» та «Глухівці».

Результати оцінки вірогідності визначення втрат електроенергії для фрагмента електричних мереж 10 кВ Козятинського району

Назва підст.	Номер фідера	$W_{\text{відп}}$, кВт·год	ΔW , кВт·год	$\Delta W_{\text{p.min}}$, кВт·год	$\Delta W_{\text{p.max}}$, кВт·год	$\Delta_{\text{п-}}$, %	$\Delta_{\text{п+}}$, %	$t_{\text{п-}}$, в.о.	$t_{\text{п+}}$, в.о.	$p_{\text{-}}$, %	$p_{\text{+}}$, %	$p_{\text{,}}$, %
Сигнал	2	1513,1	405,5	404,2	406,3	0,107	0,066	46,8	76,0	>99,9	>99,9	>99,9
	4	14877,4	461,2	420,1	510	2,971	3,527	1,7	1,4	89,6	83,9	83,9
	6	14134,1	621,9	603,2	678,2	1,002	3,018	5,0	1,7	>99,9	89,0	89,0
	10	10686,7	1122,1	1008,2	1254,6	3,384	3,936	1,5	1,3	85,3	79,8	79,8
	20	3924,6	239,4	221,5	258,3	2,492	2,632	2,0	1,9	95,5	93,7	93,7
	22	28959,1	1911,3	1651,2	2125,3	4,536	3,732	1,1	1,3	73,4	81,9	73,4
	26	32758,3	1179,3	1061,4	1242,6	3,332	1,789	1,5	2,8	85,8	99,6	85,8
Глухівці	4	11965,2	275,2	245,1	309,2	3,646	4,118	1,4	1,2	82,8	77,9	77,9
	6	20593,2	1523,9	1425,1	1681,2	2,161	3,441	2,3	1,5	98,2	84,8	84,8
	7	9522,4	552,3	510,1	623,4	2,547	4,291	2,0	1,2	94,8	76,1	76,1
	9	1487,5	35,7	32,4	40,1	3,081	4,108	1,6	1,2	88,4	78,0	78,0
	13	6211,4	273,3	265,1	292,2	1,000	2,305	5,0	2,2	>99,9	97,1	97,1

З результатів поданих у таблиці видно, що за наявного інформаційного забезпечення лише для невеликої кількості фідерів (2 з 12) спостерігається задовільна імовірність (більше ніж 97 %) визначення втрат із заданою точністю. Для решти електричних мереж задана точність з великою імовірністю не забезпечується.

Отже, для більшості фідерів необхідно встановлювати додаткові джерела інформації про поточні режими з метою уточнення розподілу сумарного електроспоживання між трансформаторними підстанціями 10/0,4 кВ. Дослідження показали, що особливо це стосується електричних мереж з великою кількістю повітряних і кабельних ліній та значною встановленою потужністю трансформаторів. Важливу роль при цьому відіграє міра завантаженості фідера. Так, наприклад, висока точність обчислення втрат електроенергії для фідера «Ф-2» підстанції «Сигнал», на відміну від «Ф-26», що має співрозмірну сумарну довжину ліній електропередач та встановлену потужність трансформаторів 10/0,4 кВ, забезпечується за рахунок того, що режим його роботи близький до холостого ходу, тобто практично не залежить від навантаження споживачів.

Враховуючи практичну неможливість повного покриття ЕМ телеінформаційними мережами, одним з шляхів вдосконалення інформаційної підсистеми АСКОЕ з метою підвищення адекватності розрахунків складових балансу електроенергії в електричних мережах є оптимальна розстановка засобів телеметрії.

Для формування інформаційної інфраструктури, що забезпечить задану точність розрахунку технічних втрат електроенергії, як складової балансу, в якості критерію оптимальності можна скористатися інтегральною величиною вірогідності визначення втрат $\chi_{\Delta W}$, що характеризує імовірність розрахунку ΔW із заданою точністю для переліку характерних періодів роботи (режимів) ЕМ. Розглядаючи досягнення заданої точності визначення втрат у m окремих характерних режимах ЕМ як незалежних подій, імовірність того, що вони матимуть місце одночасно, можна оцінити як добуток імовірностей p_i досягнення заданої точності в окремих режимах, тобто

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^m p_i \quad (13)$$

Розрахований таким чином показник ефективності розстановки телевимірювальної апаратури однозначно характеризує якість інформаційної підсистеми АСКОЕ, а його чутливість може коригуватися за рахунок зміни кількості характерних режимів m , що розглядаються.

Висновки

1. Розроблений метод оцінки вірогідності визначення технічних втрат електроенергії в ЕМ, дозволяє однозначно характеризувати можливість розрахунку втрат з заданою точністю, а також оцінювати якість і достатність наявного інформаційного забезпечення.

2. Показник вірогідності результатів розрахунків p дозволяє визначати перелік ЕМ, для яких наявної вихідної інформації не достатньо і необхідно встановлення додаткових пристроїв телевимірювання поточних параметрів ЕМ з метою забезпечення заданої вимогами комерційного обліку точності оцінки складових балансу електроенергії.

3. Запропонований підхід до аналізу вірогідності результатів розрахунку втрат електроенергії в ЕМ не тільки забезпечує контроль адекватності визначення балансу електроенергії, але й дозволяє намітити шляхи її підвищення. Результати аналізу вірогідності можуть використовуватися як критерій якості під час розстановки засобів телевимірювань.

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, 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.
7. Лежнюк П. Д., Красовський Ю. Л., Кулик В. В. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОЕ // Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства. — 2003. — вип. 19. Т. 1. — С. 99 — 107.

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

Кулик Володимир Володимирович — доцент, **Писляров Дмитро Сергійович** — магістр.
Кафедра електричних станцій і систем, Вінницький національний технічний університет