



УДК 621.316.1

П. Д. Лежнюк, д.т.н., проф.,
А. В. Писклярова к.т.н.,
Д. С. Пискляров, аспірант.
 Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця

ОЦІНЮВАННЯ ЗМІННИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10(6)-0,4 кВ

Вступ. Високі світові ціни на таке первинне паливо, як вугілля та газ поштовпили інтерес вітчизняних науковців до вирішення проблеми підвищення ефективності транспортування електроенергії від джерела до споживачів. Особливої гостроти дана проблема набуває в розрізі майбутньої інтеграції України у Європейське співтовариство.

Низька ефективність транспортування електроенергії за останні вісімнадцять років призвела до необґрунтовано високих значень технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) в мережах Мінпаливенерго [1].

Постановка проблеми. Відповідно до [2, 3] ТВЕ бувають нормативними, звітними та зверхнормативними. Так нормативні ТВЕ є індикатором ефективності планування заходів по зниженню технічних втрат (далі втрат) електроенергії, звітні – ефективності реалізації зазначених заходів, а зверхнормативні, в свою чергу, ефективності енергозбутової діяльності. Таким чином сьогоднішній стан справ щодо ТВЕ [1], коли нормативне їх значення майже не зменшується, а зверхнормативне має від’ємне значення, свідчить про зниження енергопостачальними компаніями своїх можливостей при плануванні заходів по зниженню втрат за рахунок використання неточних методів розрахунку їх змінної складової [3]. Особливо це стосується мереж 10(6)-0,4 кВ, для яких характерний низький рівень достовірності вихідної інформації [4].

Таким чином дана стаття присвячена підвищенню точності розрахунку змінних втрат електроенергії в розподільних мережах 10(6)-0,4 кВ, як за рахунок збільшення об’ємів вихідної інформації, так і за рахунок вдосконалення методів їх розрахунку.

Забезпечення спостережності розподільних мереж 10(6) кВ для розрахунку змінних втрат електроенергії.

В умовах відсутності спостережності розподільних мереж 10(6) кВ для задач розрахунку змінних втрат електроенергії з необхідною точністю, останні визначаються на практиці за методом середніх навантажень [2, 3]

$$\Delta W_z = \Delta P_{z, \text{с.р.}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T,$$

де $\Delta P_{z, \text{с.р.}}$ – змінні втрати потужності, визначені за середніми навантаженнями; k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка; T – розрахунковий період.

Враховуючи, що інформація про відпуск електроенергії з шин 0,4 кВ знімається не одночасно на всіх трансформаторних підстанціях (ТП) та те, що коефіцієнт форми графіка

навантаження зазвичай розраховується лише для головної ділянки мережі 10(6) кВ, похибка даного методу є суттєвою [3].

В результаті, відповідно до [2] зменшується ефективність заходів по зниженню змінних втрат електроенергії

$$\delta W = K_{\Pi} \cdot (\Delta W_1 - \Delta W_2),$$

де K_{Π} – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку змінних втрат електроенергії.

Даний коефіцієнт K_{Π} розраховується таким чином

$$K_{\Pi} = 1 - \frac{\delta}{50},$$

де δ – відносне значення середньоквадратичної похибки методу розрахунку, %.

Вирішення проблеми підвищення точності розрахунку змінних втрат електроенергії може проводитися за двома напрямками. Першим є встановлення додаткових вимірювальних засобів в розподільних мережах 10(6) кВ, а другим – вдосконалення математичних моделей розрахунку. Перший напрямок на відміну від другого є більш дієвим, але передбачає залучення значних капіталовкладень.

Виходячи з того, що останнім часом стрімкими темпами впроваджуються автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в розподільних мережах 110-35-10(6) кВ [5-6] є можливість залучити засоби вимірювання останніх для розв'язку задачі підвищення точності розрахунку змінних втрат електроенергії.

Для залучення вихідної інформації про споживання з засобів АСКОЕ для розрахунку змінних втрат електроенергії нижче наведений алгоритм визначення міри спостережності розподільних мереж 10(6) кВ для задач розрахунку змінних втрат електроенергії. Авторами даної статті запропоновано визначати міру спостережності через значення імовірності розрахунку змінних втрат електроенергії з необхідною похибкою.

Перший крок даного алгоритму передбачає побудову розрахункової моделі електричної мережі, наповнення її інформацією про режимні параметри, та розрахунок її характерних режимів.

На **другому кроці** радіально-магістральна електрична мережа приводиться до радіального вигляду через визначення еквівалентних опорів за таким виразом

$$\underline{Z}_{0k} = \frac{\underline{U}_0 - \underline{U}_k}{\sqrt{3} \cdot \underline{I}_k}, k = \overline{1, n},$$

де \underline{Z}_{0k} – комплексне значення повних опорів радіальної мережі (еквівалента); $\underline{U}_0, \underline{U}_k$ – комплексні значення вузлових напруг; \underline{I}_k – значення навантаження у вузлах. Запропоноване еквівалентування дозволяє спростити в подальшому процес пошуку незалежних змінних під час розв'язування задачі оптимізації.

На **третьому кроці** алгоритму визначаються коефіцієнти завантаження розподільних трансформаторів 10(6)/0,4 кВ, які відповідають мінімальному значенню втрат активної потужності ΔP_{\min} за таким виразом

$$k_{0i} = \frac{(P_{\text{надх}} - \Delta P_{\text{розр}})}{P_{\text{Hi}} \cdot \left[\sum_{j=1}^n \frac{U_j^2 \cdot r_{0i}}{r_{0j}} \right]} \cdot U_i^2, \quad (1)$$

де $P_{\text{надх}}$ – середнє значення активної потужності, яка надходить до головної ділянки фідера 10(6) кВ; $\Delta P_{\text{розр}}$ – розрахункове значення змінних втрат активної потужності, яке визначається в процесі еквівалентування радіально-магістральних мереж до радіального вигляду; P_{Hi} – номінальна активна потужність i -того трансформатора; r_{0i} – активний опір $0i$ -тої ділянки.

Значення вузлових напруг U_i визначаються з урахуванням допустимого по якості максимального значення напруги для класу 10(6) кВ та модуля втрат напруги $|\Delta U_{0i}|$, який в свою чергу визначається під час еквівалентування радіально-магістральної розподільної мережі до радіального вигляду таким чином

$$U_i = 11,5(6,9) - |\Delta U_{0i}|. \quad (2)$$

Коефіцієнт потужності $\cos \varphi_i$ представляється у вигляді середньозваженого значення [7]

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{S_{cn\Sigma}^H}{P_{cn\Sigma}^H}, \quad (3)$$

де $S_{cn\Sigma}^H$ – значення повної сумарної потужності нетелеметрованих споживачів; $P_{cn\Sigma}^H$ – значення сумарної активної потужності нетелеметрованих споживачів.

Використовуючи значення k_{0i} , U_i , $\cos \varphi_i$ отримані за виразами (1)-(3) проводиться розрахунок $\Delta P_{p.\min.i}$ в кожному i -тому елементі мережі.

Четвертий крок передбачає проведення розрахунку мінімального значення змінних втрат електроенергії за таким виразом

$$\Delta W_{p.\min} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{p.\min.i} \cdot \underline{k}_{\phi 1}^2) \cdot T,$$

де $\underline{k}_{\phi 1}$ – мінімальне значення коефіцієнта форми графіка навантаження на одиничному альфа-рівні, в.о.

Для розрахунку мінімального значення коефіцієнта форми графіка на одиничному альфа-рівні була запропонована множина можливих значень коефіцієнта форми графіка навантаження для мереж 10(6) кВ

$$K_{\phi} = \{1; 1,015; 1,03; 1,045; 1,06; 1,075; 1,09; 1,105; 1,12; 1,135; 1,15\}$$

Для ідентифікації коефіцієнта форми графіка навантаження використовується наступне представлення класів споживачів 10(6) кВ в аналітичному вигляді

$$\tilde{k}_{min_cn} = \left(\frac{k_{\phi_i}}{\mu_{k_{\phi_i}}} \right), i = \overline{1, n}, \quad (4)$$

де k_{ϕ_i} – коефіцієнт форми графіка індивідуального споживача, тобто елемент вектору K_{ϕ} ; $\mu_{k_{\phi_i}}$ – ступінь належності коефіцієнта форми k_{ϕ_i} відповідній категорії споживачів.

Нижче, спираючись на результати обробки значної кількості реальних графіків електроспоживання та даних з [8], з урахуванням (4), в таблиці 1 запропоновано 6 класів споживачів (табл.1).

Таблиця 1

Класи споживачів

№	Назва	Позн.	Зміст	Нечітка множина
1	Побутовий споживач (ПС)	\tilde{k}_{nc}	Споживачі з нерівномірним графіком.	$\left(\frac{1,135}{0,15}, \frac{1,15}{1} \right)$
2	Змішаний з переважним побутом	\tilde{k}_{znc}	Більше 80% ПС	$\left(\frac{1,105}{0,15}, \frac{1,12}{1,0}, \frac{1,135}{0,15} \right)$
3	Промисловий тип-1 (ПС_1)	\tilde{k}_{nc_1}	Споживач з 2 змінами роботи.	$\left(\frac{1,075}{0,15}, \frac{1,09}{1,0}, \frac{1,105}{0,15} \right)$
4	Змішаний з переважним ПС_1	\tilde{k}_{zcn_1}	Більше 80% ПС_1	$\left(\frac{1,045}{0,15}, \frac{1,06}{1,0}, \frac{1,075}{0,15} \right)$
5	Промисловий тип-2 (ПС_2)	\tilde{k}_{nc_2}	Споживач з 3 змінами роботи.	$\left(\frac{1}{1,0}, \frac{1,015}{0,15} \right)$
6	Змішаний з переважним ПС_2	\tilde{k}_{zcn_2}	Більше 80% ПС_2	$\left(\frac{1,015}{0,15}, \frac{1,03}{1,0}, \frac{1,045}{0,15} \right)$

У результаті розрахунку коефіцієнт форми графіка групового навантаження дорівнюватиме об'єднання нечітких множин (відповідно до [9] знаходження максимуму), які представляють один з запропонованих класів

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi_1} k_{\phi_1} \cup \tilde{k}_{\phi_2} k_{\phi_2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi_n} k_{\phi_n}, \quad (5)$$

де n – кількість ТП-10(6)/0.4 кВ, до яких електроенергія передається по заданій ділянці ЕМ 10(6) кВ; k_{ϕ_j} – вагові коефіцієнти, які характеризують рівень завантаження окремого

РТ-10(6)/0,4 кВ та визначаються у вигляді відношення навантаження окремого ТП W_j до сумарного навантаження головної ділянки W_Σ

$$k_{ej} = \frac{W_j}{W_\Sigma}, j = \overline{1, n}$$

Завершальною стадією ідентифікації коефіцієнта форми графіка групового навантаження є операція дефазифікації за методом „центра тяжіння”, який відповідно до [9] вирізняється серед інших більшою точністю:

$$k_{\Sigma\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m k_{\Sigma\phi_i} \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}{\sum_{i=1}^m \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}, \quad (6)$$

де $\mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})$ – значення ступеня належності $k_{\Sigma\phi_i}$ нечіткій множині, яка отримана за виразом (5); m – кількість елементів нечіткої множини $\tilde{k}_{\Sigma\phi}$.

На **п'ятому кроці** визначаються відповідно до [10] відносно значення середньоквадратичної похибки розрахунку змінних втрат електроенергії δ_p та параметр, який характеризує кількість інтервалів невизначеності змінних втрат електроенергії t_p .

Відносно значення похибки дорівнюватиме

$$\delta_p = \frac{(\Delta W_p - \Delta W_{p.\min})}{3 \cdot \Delta W_p},$$

де ΔW_p – значення розрахункових змінних втрат електроенергії.

Параметр t_p дорівнюватиме

$$t_p = \frac{\delta_3}{\delta_p},$$

де δ_3 – необхідне значення похибки розрахунку змінних втрат електроенергії, в.о.

На **шостому кроці** визначається імовірність розрахунку змінних втрат електроенергії зі значенням δ_3 за таким поліномом п'ятого порядку

$$p_i = 2 \cdot (0,0001 + 0,3953t_p + 0,0201t_p^2 - 0,1073t_p^3 + 0,037t_p^4 - 0,004t_p^5).$$

Для врахування багаторежимності розподільної мережі при визначенні наявності міри спостережності для задач розрахунку змінних втрат електроенергії запропоновано такий вираз визначення інтегрального показника імовірності

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^m p_i.$$

де m – кількість характерних режимів.

В результаті отриманий показник міри спостережності дозволяє врахувати можливість використання засобів вимірювання АСКОЕ для розрахунку змінних втрат електроенергії під час визначення стратегії їх впровадження в мережах 10(6) кВ.

Наведений алгоритм визначення міри спостережності розподільних мереж 10(6) кВ був практично реалізований у програмному комплексі розрахунку усталених режимів та технічних втрат потужності і електроенергії в електричних мережах 10(6)-0,4 кВ „ВТРАТИ-10/0,4 кВ” та пройшов успішну дослідну експлуатацію ВАТ „ЕК Харківобленерго”.

Підвищення точності оцінювання змінних втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ

Відповідно до [2] для оцінювання змінних втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ запропоновано використовувати метод розрахунку за сумарною довжиною лінії [11]

$$\Delta W_{0,38} = 9,3 k_L k_{\text{сид}} k_N k_{\text{нес}} k_{\phi}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{W_F^2 L_F}{N_F^2 D F}, \quad (7)$$

де k_L – коефіцієнт, який враховує вплив на змінні втрати розподілення навантаження вздовж лінії; $k_{\text{нес}}$ – коефіцієнт несиметрії навантаження по фазах мережі; k_N – коефіцієнт, який враховує взаємну відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній; $k_{\text{сид}}$ – коефіцієнт, який враховує зменшення змінних втрат електроенергії за умови існування відгалужень; W_F – сумарна енергія, яка відпущена до фідерів відповідного перерізу; L_F – сумарна довжина фідерів з однаковим перерізом проводу; N_F – кількість фідерів; D – кількість днів розрахункового періоду; F – значення перерізу; $\text{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

Основною перевагою даного методу є відсутність необхідності проведення додаткових вимірювань режимних параметрів для розрахунку змінних втрат електроенергії за рахунок використання коефіцієнтів врахування таких впливних факторів: k_L , k_{ϕ} , $k_{\text{нес}}$, k_N , $k_{\text{сид}}$, $\text{tg} \varphi$. В результаті використання середніх або крайніх значень зазначених коефіцієнтів відносно значення похибки даного методу може досягати значення в 30%.

Для зменшення значення відносної похибки даного методу запропоновано проводити структурну ідентифікацію цих коефіцієнтів нечіткими базами знань. Для проведення зазначеної ідентифікації запропонована така множина впливних факторів – „входів” нечіткої бази знань (табл.2).

Значення коефіцієнтів впливних факторів представляють собою експертну інформацію. Джерелом даної інформації є експлуатуючий та контролюючий персонал енергопостачальних компаній.

Відповідно до результатів низки проведених експериментів були побудовані нечіткі бази знань відповідних коефіцієнтів впливних факторів. Нижче наведені нечіткі логічні рівняння для структурної ідентифікації коефіцієнта несиметрії.

Впливні фактори

Коеф.	Позначення та зміст впливного фактору
k_{ϕ^*}	k_H – відносна кількість споживачів з мінімальним коефіцієнтом нерівномірності, %.
	t_m – відносна кількість споживачів з максимальним часом використання максимуму, %.
	σ_{Γ} – відносна кількість споживачів з мінімальним коефіцієнтом одночасності, %.
$k_{нес}$	F_0 – переріз нульового проводу, мм ² .
	F_f – переріз фазного проводу, мм ² .
	$n_{нер}$ – відносне значення нерівномірно розподіленого по фазах навантаження, %.
$k_{від}$	n_L – відносна довжина відгалужень, %.
	$n_{від}$ – відношення перерізів проводу відгалуження та головної ділянки, в.о.
	p – відносне значення навантаження, приєднаного до відгалужень, %.
k_L	d – відносне значення навантаження, яке сконцентроване в кінці фідера, %.
k_N	N_f – відносна кількість фідерів з однаковим перерізом проводу, %.
	p_f – відносна кількість фідерів з неспіврозмірно різним навантаженням, %.
$k_{tg\phi}$	$q_{ен}$ – відносне значення електроенергії спожитої промисловими споживачами, %.
	q_k – відносне значення скомпенсованої реактивної потужності, %.

Для терма «великий» $k_{нес}$:

$$\mu^B(k_{нес}) = [\mu^B(n_{н\bar{o}})] \cup [\mu^B(F_0) \cap \mu^B(F_f) \cap \mu^C(n_{н\bar{o}})] \cup [\mu^B(F_0) \cap \mu^M(F_f) \cap \mu^C(n_{н\bar{o}})],$$

де $\mu^B(k_{нес})$ – ступінь належності $k_{нес}$ терму «великий»; \cup, \cap – логічні операції об'єднання та перетину, які в теорії нечітких множин відповідають операції знаходження максимуму та мінімуму відповідно.

Для терма «середній» $k_{нес}$:

$$\mu^C(k_{нес}) = [\mu^B(F_0) \cap \mu^M(F_f) \cap \mu^M(n_{н\bar{o}})].$$

Для терма «малий» $k_{нес}$:

$$\mu^M(k_{\text{нес}}) = [\mu^B(F_0) \cap \mu^B(F_f) \cap \mu^M(n_{\text{нб}})] \cup [\mu^B(F_0) \cap \mu^C(F_f) \cap \mu^M(n_{\text{нб}})].$$

Використання розроблених нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів на практиці дозволило знизити відносну похибку розрахунку змінних втрат електроенергії, яка викликана усередненням значень останніх, в середньому на 15%.

Побудовані нечіткі бази знань коефіцієнтів впливних факторів можуть бути оптимізовані за рахунок налаштування параметрів функції належності впливних факторів та ваг правил нечіткої бази знань. Для налаштування наведених вище нечітких баз знань можуть використовуватися оптимізаційні методи випадкового пошуку або градієнтні методи [9].

Висновки

В результаті проведених досліджень запропоновано:

1. Алгоритм визначення міри спостережності розподільних мереж 10(6) кВ для розрахунку змінних втрат електроенергії, що дозволить підвищити ефективність впровадження АСКОЕ в мережах цього класу напруги.
2. Математичні моделі коефіцієнтів форми графіка навантаження в розподільних мережах 10(6) кВ у вигляді нечітких множин, що дозволило підвищити точність їх розрахунку, як для окремих ТП, так і для суміжних ділянок, від яких можуть житися декілька ТП.
3. Метод оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами з використанням нечітких множин, що дозволяє знизити похибку розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ, яка викликана усередненням коефіцієнтів впливних факторів.

Література

1. Аналіз роботи енергопостачальних компаній щодо розрахунків споживачів за електроенергію в січні 2008 року та зниження ТВЕ в 2007 році // Новини енергетики. – 2008. – №2. – С. 6-8.
2. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії: ГНД 34.09.104-2003: Зат. Міністерством палива та енергетики України. – К.: 2004. – 115с.
3. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Міністерством палива та енергетики України 09.06.2004: Термін дії встановлений з 09.06.2004 до 09.06.2009. – К.: 2004. – 159 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).
4. Железко Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: ЭНАС, 2003. – 280 с.
5. Праховник А.В., Коцар О.В., Прокопеч В.І. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України // Енергетика і електрифікація. – 2006. – №4. – С.2-7.
6. Праховник А. В., Калинин В. П., Прокопеч В. И. Проблемы, препятствия и пути создания автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии // Новини енергетики. – 2007. – №5. – С.51-54.
7. Лежнюк П. Д., Красовский 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.
8. Орлов И. Н. Электротехнический справочник: в 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии 7-е изд., испр. и доп. / И. Н. Орлов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
9. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средстами MATLAB / Сергей Дмитриевич Штовба. – Москва: Горячая линия – Телеком, 2007. – 284 с.
10. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С. – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 172 с.
11. Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2002. – №1. – С. 14–20.

ОЦЕНИВАНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10(6)-0,4 кВ

П.Д. Лежнюк, А.В. Пискарярова, Д.С. Пискаряров

Предложены новые подходы повышения точности расчета переменных потерь электроэнергии в распределительных сетях 10(6) кВ в условиях частично неопределенной исходной информации, которые предусматривают увеличение объема исходной информации за счет использования базы данных АСКУЭ и представление коэффициентов влияющих факторов в методе расчета за обобщенными параметрами в виде нечетких множеств

EVALUATION OF VARIABLE LOSSES OF ELECTRIC POWER IS IN
DISTRIBUTIVE NETWORKS 10(6)-0,4 kV.

P.D. Lezhnuyk, A.V. Pyskliarova, D.S. Pyskliarov

New approaches of increase of exactness of calculation of variable losses of electric power are offered in distributive networks 10(6) kv in the conditions of partly indefinite initial information, which foresee increase of volume of initial information for account of the use of database of askoe and presentation of coefficients in method of calculation after the generalized parameters as fuzzy plurals.