

УДК 621.311

**В. М. Кутін, д. т. н., проф.; В. В. Кулик, к. т. н., доц.; Д. С. Пискляров;  
О. В. Лонська**

## **АВТОМАТИЗАЦІЯ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10(6) кВ**

*Запропоновано нові підходи підвищення ефективності методів розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 10(6)кВ в умовах частково невизначеної вихідної інформації, а саме: розроблено методи визначення коефіцієнта форми графіка групового навантаження та оцінки спотережності розподільних електричних мереж для задач розрахунку втрат. Показана реалізація алгоритму оцінки спотережності в контексті вирішення проблеми впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії в розподільних електричних мережах засобами програмного комплексу "ВТРАТИ-110-0,4".*

**Ключові слова:** розподільні електричні мережі, втрати електроенергії, спотережність, невизначеність вихідної інформації, оцінка імовірності, коефіцієнт форми графіка сукупного навантаження, нечіткі множини, автоматизована система комерційного обліку електроенергії

### **Вступ**

Високі світові ціни на таке первинне паливо як: природний газ, нафта та вугілля – зумовлюють посилення контролю в Україні за ефективністю виробництва, транспортування та споживання електроенергії, на виробництво якої іде лівова частка зазначених енергоносіїв.

Як відомо, одним з головних показників ефективності використання електроенергії є технологічні витрати на її транспортування від джерела живлення до споживача. Деталізований аналіз [1] фактичних витрат електроенергії в Україні протягом останніх років свідчить про їх високий рівень порівняно з країнами Західної Європи, особливо це стосується розподільних мереж напругою 10(6) кВ.

Однією з головних причин високих втрат електроенергії є низька ефективність заходів щодо їх зниження що, в свою чергу, зумовлено низьким рівнем автоматизації контролю та керування режимом електричних мереж цього класу напруги. Враховуючи високий рівень розвитку сучасної обчислювальної техніки та широкомасштабне впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в розподільних мережах промислових споживачів, з'явилася можливість, по-перше, використовувати бази даних цієї системи обліку в задачах визначення втрат електроенергії [2], по-друге, інтегрувати її з автоматизованою системою диспетчерського керування [3].

### **Постановка проблеми**

Основною оцінкою ефективності використання АСКОЕ в розподільних електричних мережах 10(6) кВ є збільшення прибутків енергопостачальних компаній  $\Pi$  за рахунок зменшення звітних технологічних витрат електроенергії за умови мінімуму задіяних капіталовкладень  $K$ .

Цільова функція:

$$\Pi = f(\delta W_{mex}, O) \rightarrow \max \quad (1)$$

за умови

$$K \rightarrow \min, \quad (2)$$

де  $\delta W_{mex}$  – очікуване зменшення технічних втрат електроенергії за рахунок впровадження заходів;  $O$  – рівень оплати за спожиту електроенергію.

Значення очікуваного зменшення втрат електроенергії визначається відповідно [4]:

$$\delta W_{mex} = \left(1 - \frac{\Delta_{II}}{50}\right) \cdot (\Delta W_{mex1} - \Delta W_{mex2}),$$

де  $\Delta W_{mex1}$  – значення технічних втрат електроенергії до проведення оптимізаційних заходів;  $\Delta W_{mex2}$  – значення технічних втрат електроенергії після проведення оптимізаційних заходів;  $\Delta_{II}$  – відносне значення середньоквадратичної похибки методу розрахунку втрат електроенергії.

Розв'язок цільової функції (1) без обмеження (2) передбачатиме встановлення засобів обліку АСКОЕ на всіх ТП-10/0,4 кВ, які в автоматизованому режимі передають дані каналами зв'язку до пристрою збору та передачі даних (рис. 1).

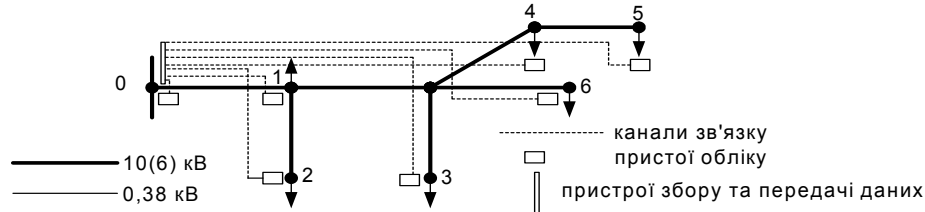


Рис. 1. Реалізація засобів АСКОЕ в розподільних мережах 10(6) кВ

Враховуючи значну кількість вузлів навантаження, АСКОЕ в розподільних електричних мережах 10(6) кВ не може забезпечити повної їх спостережності. Організація телеінформаційної системи для всіх трансформаторних підстанцій (ТП) 10(6)/0,4 кВ є недоцільною з огляду на рентабельність та терміни окупності. Отже, проблема ідентифікації режимів ЕМ 10(6) кВ і втрат електроенергії в них за умов часткової невизначеності вихідної інформації, залишається актуальною й після запровадження АСКОЕ.

Тому ця стаття присвячена розробці: методу ідентифікації режимних параметрів в не телевимірювальних вузлах навантаження, методу оцінки спотережності розподільних електричних мережах 10(6) кВ в задачах розрахунку змінних (навантажувальних) втрат електроенергії.

### Метод ідентифікації коефіцієнтів форми графіка групового навантаження

Метод ідентифікації режимних параметрів в нетелевимірювальних ТП-10(6)/0,4 кВ, запропонований у цій статті, дає можливість засобами нечітких множин оцінити значення коефіцієнта форми графіка навантаження в задачах розрахунку змінних втрат електроенергії.

Як відомо з [4], втрати електроенергії складаються з умовно-постійних втрат (втрати на холостий хід розподільних трансформаторів) та змінних втрат в обладнанні (втрати, які визначаються значенням струму навантаження). Найбільш точне значення змінних втрат електроенергії за проміжок часу  $j$  можна отримати за методом поелементного розрахунку:

$$\Delta W_{Hj} = \sum_{i=1}^n \frac{(S_{Hi} \cdot k_{zi} \cdot \cos \varphi_i)^2 + (S_{Hi} \cdot k_{zi} \cdot \sin \varphi_i)^2}{U_i^2} \cdot R_i \cdot t_j \cdot k_{\varphi i}^2, \quad (3)$$

де  $\Delta W_{Hj}$  – змінні втрати електроенергії в мережі, яка складається з  $n$  елементів, за  $j$ -тий проміжок часу;  $S_{Hi}$  – номінальна потужність  $i$ -того трансформатора;  $k_{zi}$  – коефіцієнт завантаження  $i$ -того трансформатора;  $\cos \varphi_i$  – коефіцієнт потужності на шини високої сторони  $i$ -того трансформатора;  $R_i$  – активний опір  $i$ -того елемента ЕМ;  $t_j$  – тривалість розрахункового періоду;  $U_i$  – вузлове значення напруги;  $k_{\varphi i}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження  $i$ -того елемента ЕМ.

Коефіцієнт форми графіка для більшості реальних споживачів  $k_{\phi i}$  змінюється в інтервалі [1,0 1,15]. Задавши крок зміни коефіцієнта 0,015, отримано ряд можливих значень коефіцієнта форми графіка індивідуального споживача:

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

Для ідентифікації коефіцієнта форми графіка навантаження окремої ТП-10(6)/0,4 використовується таке представлення класів споживання 10(6) кВ:

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

де  $k_{\phi i}$  – коефіцієнт форми графіка індивідуального споживача, тобто елемент вектора  $K_{\phi}$ ;  $\mu_{k_{\phi i}}$  – значення функції належності коефіцієнта форми  $k_{\phi i}$  відповідному класу споживання.

Нижче, відповідно до (4), запропоновано наступні класи споживання [5]:

1. Побутовий споживач (ПС). До цього класу належать споживачі зі значним коефіцієнтом нерівномірності графіка навантаження. До нього можна віднести ТП-10(6)/0,4 кВ, які живлять житлові будинки та будівлі спільного користування:

$$\tilde{k}_{nc} = \left( \frac{1,135}{0,15}, \frac{1,15}{1} \right);$$

2. Змішаний споживач з переважною часткою ПС (ЗПС). До вказаного класу належать підстанції, більше 80% електроенергії яких відпускається побутовим споживачам:

$$\tilde{k}_{znc} = \left( \frac{1,105}{0,15}, \frac{1,12}{1,0}, \frac{1,135}{0,15} \right);$$

3. Промисловий споживач типу 1 (ПС\_1). Під даним класом розумітимемо промислового споживача з двозмінною організацією роботи:

$$\tilde{k}_{nc\_1} = \left( \frac{1,075}{0,15}, \frac{1,09}{1,0}, \frac{1,105}{0,15} \right);$$

4. Змішаний споживач з переважною часткою ПС\_1 (ЗСП\_1). До даного класу належать ТП, більше 80% споживання яких складає промислове споживання з двозмінною організацією роботи:

$$\tilde{k}_{zcn\_1} = \left( \frac{1,045}{0,15}, \frac{1,06}{1,0}, \frac{1,075}{0,15} \right);$$

5. Промисловий споживач типу 2 (ПС\_2). До цього класу належать промислові споживачі з тризмінною організацією роботи:

$$\tilde{k}_{nc\_2} = \left( \frac{1}{1,0}, \frac{1,015}{0,15} \right);$$

6. Змішаний споживач з переважною часткою ПС\_2 (ЗСП\_2). До цього класу належать ТП, більше 80% споживання яких складають промислові споживачі з тризмінною організацією роботи. До таких можна віднести ТП-10(6)/0,4 кВ, що забезпечують живлення насосних станцій, районних або міських теплоцентралей тощо:

$$\tilde{k}_{zcn\_2} = \left( \frac{1,015}{0,15}, \frac{1,03}{1,0}, \frac{1,045}{0,15} \right).$$

У результаті розрахунку коефіцієнт форми графіка групового навантаження дорівнюватиме перетину нечітких множин, які представляють один із запропонованих

термів для кожного ТП-10(6)/0,4:

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi 1} \cup \tilde{k}_{\phi 2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi n}, \quad (5)$$

де  $n$  – кількість ТП-10(6)/0,4 кВ, до яких електроенергія передається по заданій ділянці ЕМ 10(6) кВ. Операції перетину нечітких значень коефіцієнтів форм графіків окремих ТП, по Заде [6], відповідатиме операція знаходження максимуму.

Для врахування відмінності середніх навантажень окремих ТП-10(6)/0,4 пропонується використовувати вагові коефіцієнти  $k_{ei}, i = \overline{1, n}$ . Отже, вираз (5) матиме такий вигляд:

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi 1} \cdot k_{e1} \cup \tilde{k}_{\phi 2} \cdot k_{e2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi n} \cdot k_{en}. \quad (6)$$

Враховуючи відсутність інформації щодо коефіцієнтів завантаження розподільних трансформаторів окремих ТП-10(6)/0,4, вагові коефіцієнти з (6) визначаються у вигляді відношення навантаження окремого ТП  $W_j$  до сумарного навантаження  $W_{\Sigma}$ :

$$k_{ej} = \frac{W_j}{W_{\Sigma}}.$$

Завершальною стадією ідентифікації коефіцієнта форми графіка групового навантаження є операція дефазифікації нечіткого значення останнього. У цій статті пропонується використовувати метод „центру тяжіння”, який вирізняється серед інших більшою точністю:

$$k_{\Sigma\phi} = \frac{\sum_{i=1}^m k_{\Sigma\phi_i} \cdot \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}{\sum_{i=1}^m \mu_{k_{\Sigma\phi}}(k_{\Sigma\phi_i})}.$$

### Метод оцінки імовірності розрахункових значень змінних втрат електроенергії з наперед заданою похибкою

Змінний характер навантажувальних втрат відповідно до (3) зумовлений змінністю таких показників режиму як: коефіцієнтів завантаження ( $k_{\Sigma}$ ), потужності ( $\cos \phi$ ) форми графіка навантаження та значення напруги в центрі живлення ( $U_{ЦЖ}$ ). Під центром живлення розуміються шини 10(6) кВ понижувальних підстанцій 110 та 35 кВ.

Запропонований метод оцінки існуючого рівня спостережності окремих фідерів 10(6) кВ базується на аналізі чутливості імовірності точного визначення змінних втрат за неповної інформації про коефіцієнти завантаження розподільних трансформаторів, напруги в центрах живлення та форм графіків навантаження. Для визначення імовірності точного розрахунку втрат електроенергії розв'язується обернена задача – визначення середньоквадратичної похибки  $\Delta_{II}$  за розрахованими межами інтервалу невизначеності втрат електроенергії, що відповідає заданій імовірності знаходження реальних втрат  $\Delta W_p$  у межах даного інтервалу [6]:

$$\Delta_{II} = \frac{(\Delta W_p - \Delta W_{p.min})}{3 \cdot \Delta W_p}, \quad (7)$$

де  $\Delta W_p$  – розрахункове фактичне значення змінних втрат електроенергії, яке розраховується за даними режимних замірів;  $\Delta W_{p.min}$  – розрахункове мінімальне значення змінних втрат електроенергії.

Використовуючи розраховані значення  $\Delta_{II}$ , з'являється можливість оцінити імовірність

розрахунку змінних втрат електроенергії з необхідною, наперед заданою точністю  $\Delta_{ПЗ}$  (наприклад  $\pm 5\%$ ). Для цього необхідно визначити розрахункове значення параметра  $t_p$ , що показує, якій кількості інтервалів  $\Delta_{II}$  відповідає заданий інтервал  $\Delta_{ПЗ}$  і якій імовірності приналежності це відповідає:

$$t_p = \frac{\Delta_{ПЗ}}{\Delta_{II}}. \quad (8)$$

За розрахованими значеннями  $t_p$ , використовуючи відповідні табличні значення інтегралів Лапласа, визначають імовірність визначення змінних втрат електроенергії із заданою точністю  $\Delta_{ПЗ}$ , що характеризує імовірність проведених розрахунків.

У цій роботі пропонується апроксимувати дані, наведені в таблиці в [8], для визначення імовірності розрахунку втрат електроенергії з наперед заданою похибкою по значенню параметра  $t_p$  поліномом 5-го порядку такого вигляду:

$$p_i = (0,0001 + 0,3953 \cdot t + 0,0201 \cdot t^2 - 0,1073 \cdot t^3 + 0,037 \cdot t^4 - 0,004 \cdot t^5) \cdot 2. \quad (9)$$

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

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^m p_i. \quad (10)$$

Розрахований таким чином показник ефективності розстановки телевимірювальної апаратури однозначно характеризує якість інформаційної підсистеми мережі 10(6) кВ, а його чутливість може коригуватися за рахунок зміни кількості характерних режимів  $m$ , що розглядаються.

Отже, оцінка показника спостережності визначення втрат електроенергії в мережах 10(6) кВ зводиться до розв'язку задачі нелінійної оптимізації з обмеженнями у вигляді рівностей і нерівностей. У результаті цієї оптимізації виникає необхідність розв'язку систем з великою кількістю рівнянь за відомими ітераційними методами. З [8] відомо, що ітераційні методи розрахунку режимів розімкнених мереж, якими є мережі 10(6) кВ, характеризуються розбіжністю процесу розрахунку. За таких умов авторами пропонується визначати коефіцієнти завантаження розподільних трансформаторів 10(6)/0,4 кВ, які відповідають мінімальному значенню втрат за спрощеною схемою, що потребує попередньо еквівалентування мереж до радіального вигляду та врахування обмежень, які накладаються на значення коефіцієнта завантаження  $k_z = [0,1 \ 0,8]$  у вигляді нерівностей, за допомогою ітераційного процесу. У результаті проведення зазначених перетворень коефіцієнти завантаження для мінімального значення змінних втрат електроенергії можна визначити за такою формулою:

$$k_{i0} = \frac{(P_{надх} - \Delta P_{розр})}{P_{Hi} \cdot \left[ \sum_{j=1}^n \frac{U_{ja}^2 \cdot r_{0i}}{r_{0j}} \right]} \cdot U_{ia}^2, \quad (11)$$

де  $k_{i0}$  – коефіцієнт завантаження  $i$ -того трансформатора, значення якого відповідає  $\Delta W_{p.min}$ ;  $P_{надх}$  – середнє значення активної потужності, яка надходить до головної ділянки фідера 10(6) кВ;  $\Delta P$  – розрахункове значення втрат активної потужності, яке визначається в процесі еквівалентування радіально-магістральних мереж до радіального вигляду;  $P_{Hi}$  – номінальна активна потужність  $i$ -того трансформатора;  $U_j$  – напруга в  $j$  вузлі ( $j = \overline{1, n}$ ), що дорівнює  $U_j = 11,5 - \Delta U_{0j}$ ;  $r_{0i}$  – активний опір ділянки (0 –  $i$ ).

Значення 11,5 кВ у формулі (7) відповідає максимальному значенню напруги центра живлення, яке зумовлює мінімум змінних втрат електроенергії в мережі 10(6) кВ.

Значення мінімальних втрат електроенергії визначаються відповідно до виразів (7) – (10) та розробленого методу ідентифікації коефіцієнта форми графіка групового навантаження:

$$\Delta W_{p.min} = \sum_{i=1}^n (\Delta P_{p.min i} \cdot k_{\phi.min \Sigma P}^2) \cdot T.$$

де  $\Delta P_{p.min i}$  – мінімальне значення втрат активної потужності на  $i$  ділянці, яке визначається відповідно за виразом (3) з урахуванням виразу (11).

Зображений алгоритм на рис. 2 реалізується в програмному комплексі розрахунку й аналізу втрат електроенергії "ВТРАТИ-10-0,4" у вигляді окремого програмного модуля [9]. З урахуванням зазначеного блоку аналізу вірогідності, послідовність розрахунку режиму ЕМ та визначення втрат електроенергії в АСКОЕ для заданого часового зрізу матиме такий вигляд (рис. 2):

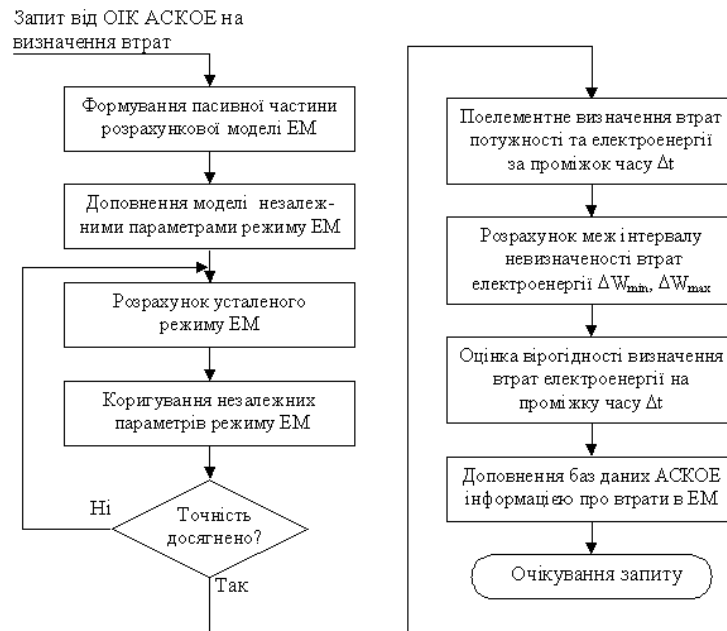


Рис. 2. Послідовність визначення втрат електроенергії в АСКОЕ

Результати роботи програного модуля зображені на рис. 3.

| Результати оцінки вірогідності визначення втрат |                   |              |               |             |       |                 |             |
|---|-------------------|--------------|---------------|-------------|-------|-----------------|-------------|
|   | Шини п/ст 10(6)кВ | Назва фідера | Wвдп, кВт.год | dW, кВт.год | dW, % | Вірогідність, % | Інтервал, % |
| 1   | ЕМ 10(6)/0,4 кВ   | в цілому     | 341492.44     | 16811.47    | 4.92  | 88.88           | ± 9.20      |
| 2   | Сигнал            | в цілому     | 137462.44     | 6703.12     | 4.88  | 95.61           | ± 7.44      |
| 3   | Сигнал            | Ф-2          | 1523.01       | 405.55      | 26.63 | 99.90           | ± 0.32      |
| 4   | Сигнал            | Ф-4          | 13189.45      | 407.19      | 3.09  | 60.52           | ±17.31      |
| 5   | Сигнал            | Ф-6          | 13676.91      | 601.35      | 4.40  | 95.84           | ± 7.36      |
| 6   | Сигнал            | Ф-8          | 14710.14      | 415.40      | 2.82  | 88.04           | ± 9.45      |
| 7   | Сигнал            | Ф-10         | 10715.24      | 1122.93     | 10.48 | 99.80           | ± 4.21      |
| 8   | Сигнал            | Ф-12         | 20620.47      | 692.48      | 3.36  | 99.90           | ± 3.63      |
| 9   | Сигнал            | Ф-20         | 3911.14       | 239.48      | 6.12  | 96.18           | ± 7.25      |
| 10  | Сигнал            | Ф-22         | 28827.36      | 1738.41     | 6.03  | 95.63           | ± 7.43      |
| 11  | Сигнал            | Ф-26         | 30288.72      | 1080.34     | 3.57  | 81.26           | ±11.49      |
| 12  | Глухівці          | в цілому     | 52696.87      | 2723.34     | 5.17  | 76.71           | ±12.80      |
| 13  | Глухівці          | Ф-4          | 9473.85       | 220.80      | 2.33  | 48.99           | ±21.02      |

Рис. 3. Результати оцінки вірогідності розрахункових втрат електроенергії в мережах 10(6)-0.4 кВ

### Висновки

1. Визначено, що одним з визначальних чинників неефективності заходів по зниженню втрат електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ є низький рівень автоматизації контролю та керування їх режимами. Єдиним шляхом вирішення даної ситуації є впровадження АСКОЕ в цих мережах.

2. Враховуючи неможливість одночасного встановлення засобів обліку АСКОЕ на всіх ТП-10(6)/0,4 кВ розроблено, метод розрахунку коефіцієнтів форми графіка навантаження на теорії нечітких множин, який дозволяє проводити їх розрахунок, використовуючи лише експертну інформацію.

3. Для ефективного впровадження АСКОЕ запропоновано метод оцінки імовірності розрахунку змінних втрат електроенергії з наперед заданою точністю, який можна використовувати для електричних мереж з частково невизначеною вихідною інформацією.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Анализ работы энергоснабженческих компаний относительно расчетов потребителей за электроэнергию в 2007 году и снижение ТВЕ в январе-ноябре 2007 года / [Новости от Минтопливэнерго Украины, ВЕР и ВЕК] // Новости энергетики. – 2008. – №2. – С. 7 – 9.
2. Лежнюк П. Д. Особенности расчета потерь электроэнергии в сетях 0.38 кВ / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. В. Пашенко // Вестник Винницкого политехнического института – 2005. – №3. – С. 43 – 50.
3. Говоров Ф.П., Говоров В.Ф. Повышение уровня автоматизации управления распределительными электрическими сетями как фактор ресурсо- и энергосбережения // Энергетика и электрификация. – 2004. – №9. – С. 12 – 17.
4. Методические указания из анализа технологических расходов электроэнергии и выбора мероприятий по их снижению: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Министерством топлива и энергетики Украины 09.06.2004: Срок действия установлен с 09.06.2004 до 09.06.2009. – К.: 2004. – 159 с.
5. Орлов И. Н. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии /7-ое изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
6. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – Москва: Горячая линия – Телезапятьх, 2007. – 284 с.
7. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С. – М.: Энергоатомиздат, 1989.– 172 с.
8. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера. – К.: Техника, 1975. – 765 с.
9. Лежнюк П. Д. Визначення і аналіз потерь електроенергії в розподільних мережах / Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 88 с.

**Кутін Василь Михайлович** – д. т. н., професор кафедри електричних станцій та систем.

**Кулик Володимир Володимирович** – к. т. н, доцент кафедри електричних станцій та систем.

**Піскляров Дмитро Сергійович** – аспірант кафедри електричних станцій та систем.

**Лонська Олена Володимирівна** – магістрант кафедри електричних станцій та систем.  
Вінницький національний технічний університет.