

# ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ ТА КОМПЛЕКСИ

## ENERGY SYSTEMS AND COMPLEXES

УДК 621.311

DOI 10.20535/1813-5420.1.2024.297581

**В. В. Попов**<sup>1</sup>, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-4281-2720  
**А. П. Заболотний**<sup>1</sup>, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-8696-661X  
**В. В. Дяченко**<sup>1</sup>, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-8705-9683  
**Д. В. Федоша**<sup>1</sup>, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-0683-0561  
**В. Л. Прихно**<sup>1</sup>, ст. викладач, ORCID 0000-0001-7834-3618  
<sup>1</sup>Національний університет “Запорізька політехніка”

### ФОРМАЛІЗАЦІЯ ПРОЦЕДУРИ ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ У ЦЕХОВИХ МЕРЕЖАХ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

*Показано, що ефективність цехових мереж електропостачання в значній мірі обумовлює ефективність функціонування системи електропостачання промислового підприємства в цілому і визначається за допомогою мінімізації зведених витрат, які мають дві складові, обумовлені капітальними витратами і витратами від втрат електроенергії у цехових мережах. Розрахунок зведених витрат при техніко-економічному порівнянні варіантів є трудомісткою задачею, оскільки існує велика варіативність вибору схемного рішення, вибору перерізів провідників живлячої і розподільної цехової мережі, а також врахування конструктивних особливостей цехової мережі*

*Здійснено аналіз особливостей факторів ефективності цехового електропостачання. Виділено базові складові ефективного функціонування схеми цехового електропостачання, а саме: дискретність електротехнічного обладнання; його розміщення у цеху; режими роботи електроприймачів (ЕП); графік навантаження; співвідношення вартості електроенергії і питомої вартості елементів цехової мережі.*

**Ключові слова:** *ефективність електропостачання, радіальна схема, магістральна схема, тривалодопустимий струм, зведені витрати, коефіцієнт форми, коефіцієнт потужності, втрати електроенергії.*

#### Вступ

Ефективність цехових мереж електропостачання в значній мірі обумовлює ефективність функціонування системи електропостачання промислового підприємства в цілому і визначається за допомогою мінімізації зведених витрат, які мають дві складові, обумовлені капітальними витратами і витратами від втрат електроенергії у цехових мережах. Розрахунок зведених витрат при техніко-економічному порівнянні варіантів є трудомісткою задачею, оскільки існує велика варіативність вибору схемного рішення, вибору перерізів провідників живлячої і розподільної цехової мережі, а також врахування конструктивних особливостей цехової мережі [1-5]. Оптимальність обраного рішення зрештою значною мірою залежить від суб'єктивізму проектувальника, його кваліфікації та особистого досвіду вирішення подібних багатокритеріальних завдань [2]. Тому актуальним питанням є формалізація процесу розрахунку зведених витрат на цехову мережу та процедурі оцінки ефективності електропостачання у цехових мережах промислових підприємств, що дозволить знаходити ближчі до оптимальних схемні рішення при врахуванні конструктивних особливостей виконання цехової мережі [3].

#### Аналіз факторів ефективності електропостачання

Вибір оптимальної схеми цехового електропостачання є важливим питанням, оскільки втрати потужності і електроенергії у цехових мережах становлять від 30% до 70% від загальних втрат в залежності від виду виробництва [4]. Визначення мінімальних зведених витрат, які складаються з капітальних вкладень і експлуатаційних витрат забезпечує застосування оптимального варіанта схеми цехового електропостачання. Як відомо, зведені витрати визначаються за формулою:

$$Z_i = \left( E_n + \frac{K_a + K_o}{100} \right) K_i + C_w \cdot \Delta W_{ai} \quad (1)$$

де  $Z_i$  – зведені витрати, тис. грн.;  $K_i$  – капітальні витрати для  $i$ -ого варіанта, тис. грн.;  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, в. о.;  $K_a, K_o$  – нормативний коефіцієнт витрат на амортизацію і обслуговування відповідно, %;  $C_w$  – вартість активної електроенергії, грн./кВт·год;  $\Delta W_{ai}$  – втрати активної електроенергії у цеховій мережі, МВт·год;  $i$  – порядковий номер варіанта, що розглядається.

Аналіз виразу (1) показує, що зведені витрати мають дві складові, які відповідно залежать від величини капітальних витрат ( $K_i$ ) і експлуатаційних витрат, обумовлених втратами активної електроенергії ( $C_w \cdot \Delta W_{ai}$ ). Капітальні витрати складаються з витрат на провідниковий матеріал живлячої і розподільної цехової мережі і витрат на розподільні пристрої (розподільні шафи, розподільні або магістральні шинопроводи, шафи розподільного пристрою 0,4 кВ комплектної трансформаторної підстанції (КТП)). Капітальні витрати визначаються прийнятою схемою цехової мережі, а також залежать від вартості провідникового матеріалу і розподільних пристроїв цехової мережі. В свою чергу експлуатаційні витрати визначаються величиною втрат активної електроенергії і вартості активної електроенергії. Таким чином, функція зведених витрат на спорудження цехової мережі залежить від виду схеми цехової мережі, який визначає величину капітальних витрат і величину втрат активної потужності, режиму електроспоживання ЕП цехової мережі, а також від співвідношення вартості електроенергії і питомої вартості елементів цехової мережі.

#### **Дискретність електротехнічного обладнання**

Вибір перерізу провідників цехової мережі, згідно [4], здійснюється за умови:

$$K_3 \cdot I_{тр доп} > I_{розра} \quad (2)$$

де  $K_3$  – коефіцієнт запасу, який залежить від умов прокладки провідника і категорії приміщення за ПУЕ;  $I_{тр доп}$  – тривалодопустимий струм провідника, А;  $I_{розра}$  – розрахунковий струм приєднання, А.

Розрахунковий струм визначається за формулою, А:

$$I_{розра} = \frac{S_{розра}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3)$$

де  $S_{розра}$  – розрахункова повна потужність, що передається через провідник, кВА;  $U$  – напруга мережі, кВ.

Переріз провідника обирається з ряду дискретних значень обумовлених номенклатурою провідникової продукції, що випускається.

$$F_i = f(S_{грі}), \quad (4)$$

де  $F_i$  –  $i$ -ий стандартний переріз провідника, мм<sup>2</sup>;  $S_{грі}$  – граничне значення повної потужності за умовами тривалодопустимого нагріву для  $i$ -ого перерізу, кВА

$$S_{грі} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{тр доп i}}{K_3} \quad (5)$$

де  $I_{тр доп i}$  – тривалодопустимий струм для  $i$ -ого перерізу.

Капітальні витрати на цехову мережу визначаються за формулою

$$K = K_{пр\Sigma} + K_{рп\Sigma} \quad (6)$$

де  $K_{пр\Sigma}$  – сумарні капітальні витрати на провідники живлячої і розподільної мережі, тис. грн.;  $K_{рп\Sigma}$  – сумарні капітальні витрати на розподільні пристрої цехової мережі, тис. грн.

$$K_{рп\Sigma} = \sum K_{oi} \cdot l_i \quad (7)$$

де  $K_{oi}$  – питома вартість  $i$ -ого провідника, грн./м;  $l_i$  – довжина  $i$ -ого провідника, км.

Капітальні витрати на розподільні пристрої в загальному вигляді визначаються за формулою, тис. грн.:

$$K_{рп\Sigma} = \sum C_{о рп ктп i} \cdot n_{рп ктп i} + \sum C_{о шр i} \cdot n_{шр i} \cdot l_{шр i} + \sum C_{о сп i} \cdot n_{сп i} \quad (8)$$

де  $C_{0\text{ рп ктп}_i}, C_{0\text{ шр}_i}, C_{0\text{ сп}_i}$  – вартість шафи РУ-0,4кВ КТП, питома вартість розподільного шинопроводу, вартість шафи силового пункту відповідно;  $n_{\text{рп ктп}_i}, n_{\text{шр}_i}, n_{\text{сп}_i}$  – кількість шаф РУ-0,4кВ КТП, розподільних шинопроводів, силових пунктів відповідно;  $l_{\text{шр}_i}$  – довжина і-ого шинопроводу.

#### Розміщення електротехнічного обладнання

Що стосується визначення втрат активної електроенергії, то їх доцільно визначати за методом середньої потужності [5], оскільки цей метод дає меншу похибку ніж метод з використанням максимального розрахункового навантаження і величини часу максимальних втрат, які визначаються з певними припущеннями. Точність визначення втрат електроенергії за методом середньої потужності залежить від вибору коефіцієнта використання  $K_{\text{в}}$  і коефіцієнта потужності  $\cos\varphi$ , які відображають режим електроспоживання окремих ЕП, а також від коефіцієнта форми графіка навантаження  $K_{\text{ф}}$ , який застосовується для визначення втрат електроенергії при сумісному живленні ЕП у живлячій мережі. Таким чином, втрати електроенергії у розподільній цеховій мережі для радіальної схеми електропостачання за методом середньої потужності визначаються за формулою, МВт·год:

$$\Delta W_{\text{а рм}_j} = \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{P_{\text{ном}_i} \cdot K_{\text{в}_i}}{U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi_{\text{ном}_i}} \right)^2 \cdot \frac{\rho_0 \cdot l_i}{F_i} \cdot 8760 \cdot 10^{-3}, \quad (9)$$

де  $P_{\text{ном}_i}$  – номінальна активна потужність і-ого ЕП, кВт;  $U_{\text{ном}_i}$  – номінальна напруга і-ого ЕП, кВ;  $\cos\varphi_{\text{ном}_i}$  – коефіцієнт потужності і-ого ЕП а;  $K_{\text{в}_i}$  – коефіцієнт використання і-ого ЕП;  $\rho_0$  – питомий електричний опір, який залежить від виду матеріалу провідника (алюмінію або міді), Ом·мм<sup>2</sup>/м;  $l_i$  – довжина провідника, який живить і-ий ЕП, м;  $F_i$  – переріз провідника, який живить і-ий ЕП, мм<sup>2</sup>;  $n$  – кількість ЕП у вузлі.

Довжина провідника  $l_i$  визначається з урахуванням конструктивного виконання розподільної мережі, для схеми з використанням силових пунктів, м:

$$l_{ij} = h_{\text{сп}_j} + 1,1 \sqrt{(x_{\text{сп}_j} - x_{ij})^2 + (y_{\text{сп}_j} - y_{ij})^2}, \quad (10)$$

для схеми з використання розподільного шинопроводу:

$$l_{ij} = h_{\text{шр}_j} + 1,1 \sum \sqrt{(y_{\text{шр}_j} - y_{ij})^2}, \quad (11)$$

де  $x_{\text{сп}_j}, y_{\text{сп}_j}, x_{\text{шр}_j}, y_{\text{шр}_j}$  – координати розташування силових пунктів і шинопроводу на плані цеха відповідно, м;  $h_{\text{сп}_j}, h_{\text{шр}_j}$  – висота встановлення силових пунктів і шинопроводу відповідно, м.

Переріз і-ого провідника для розподільної мережі вибирається за умовами тривалогодопустимого нагріву згідно (4), при цьому за розрахункове навантаження приймається номінальне навантаження ЕП.

Для живлячої мережі для визначення перерізу живлячої лінії розраховується максимальне навантаження за методом впорядкованих діаграм

$$\left\{ \begin{array}{l} P_M = K_M \cdot P_{\text{СР}} \\ Q_M = \begin{cases} 1,1 Q_{\text{СР}} \text{ при } n_{\text{еф}} < 10 \\ Q_{\text{СР}} \text{ при } n_{\text{еф}} \geq 10 \end{cases} \\ S_M = \sqrt{P_M^2 + Q_M^2} \end{array} \right\} \quad (12)$$

де  $P_M, Q_M, S_M$  – максимальні розрахункові значення активної (кВт), реактивної (кВАр) і повної (кВА) потужностей відповідно;  $P_{\text{СР}}, Q_{\text{СР}}$  – середні активна (кВт) і реактивна (кВАр) потужності;  $K_M, n_{\text{еф}}$  – коефіцієнт максимуму і ефективне число ЕП відповідно.

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{СР}} = \sum K_{\text{в}_i} \cdot P_{\text{ном}_i} \\ Q_{\text{СР}} = \sum K_{\text{в}_i} \cdot P_{\text{ном}_i} \cdot \text{tg}\varphi_i \end{array} \right\} \quad (13)$$

де  $\text{tg}\varphi_i$  – коефіцієнт реактивної потужності та  $K_{\text{в}_i}$  – коефіцієнт використання для і-ого ЕП відповідно.

### Режими роботи ЕП

У формулі (13) використовуються номінальні активні потужності ЕП, зведені до тривалості включення (ТВ)  $TB=100\%$ :

$$P_{\text{ном}i} = P_{\text{уст}} \sqrt{\frac{TB}{100}} \quad (14)$$

де  $P_{\text{уст}}$  – установлена активна потужність ЕП, кВт.

Коефіцієнт максимуму  $K_M$  визначається для групи ЕП зі змінним режимом роботи, за умови  $K_b < 0,6$  або  $TB \neq 100\%$ . Для ЕП з постійним режимом роботи (група А)  $K_M=1$ , тобто  $P_M=P_{\text{ср}}$ ,  $Q_M=Q_{\text{ср}}$ . Для ЕП зі змінним режимом роботи (група Б)

$$K_M^B = f(K_{\text{всз}}^B, n_{\text{еф}}^B) \quad (15)$$

де  $K_{\text{всз}}^B$  – середньозважений коефіцієнт використання для групи Б.

$$K_{\text{всз}}^B = \frac{P_{\text{ср}}^B}{\sum P_{\text{ном}i}^B} \quad (16)$$

Ефективне число ЕП групи Б визначається за формулою:

$$n_{\text{еф}} = \frac{(\sum P_{\text{ном}i}^B)^2}{\sum (P_{\text{ном}i}^B)^2} \quad (17)$$

Для живлячої мережі переріз провідника живлячої лінії  $F_j$  визначається за умовами (4), при цьому розрахункове навантаження вузла визначається за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (18)$$

де  $S_p$ ,  $P_p$ ,  $Q_p$  – повне (кВА), активне (кВт) і реактивне (кВАр) розрахункові навантаження.

При цьому:

$$\begin{cases} P_p = P_M^A + P_M^B \\ Q_p = Q_M^A + Q_M^B \end{cases} \quad (19)$$

Для визначення втрат електроенергії використовується середньоквадратична потужність, яка визначається за формулою

$$S_{\text{ск}} = K_{\text{ф}} \cdot S_{\text{ср}} \quad (20)$$

де  $K_{\text{ф}}$  – коефіцієнт форми графіка навантаження;  $S_{\text{ср}}$  – середня повна потужність вузла навантаження, кВА;

$$S_{\text{ср}} = \sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2} \quad (21)$$

де  $P_{\text{ср}}$ ,  $Q_{\text{ср}}$  – середні активна (кВт) і реактивна (кВАр) потужності вузла навантаження, визначені за формулою (13).

### Графік навантаження

Коефіцієнт форми графіку навантаження для вузла залежить від співпадіння максимумів навантаження окремих ЕП даного вузла і визначається за формулою.

$$K_{\text{ф}} = \sqrt{m} \frac{\sqrt{(\sum W_{ai})^2}}{\Delta W_a} \quad (22)$$

де  $W_a$  – активна електроенергія вузла навантаження, яка споживається за період  $T$ , кВт·год;  $W_{ai}$  – активна електроенергія вузла навантаження, яка споживається за час  $t=T/m$ , кВт·год;  $m$  – кількість відрізків графіка навантаження.

На практиці, якщо графік навантаження невідомий приймається  $K_{\text{ф}}=1,0$ .

Таким чином, втрати активної електроенергії у живлячій мережі для радіальної схеми визначається за формулою, МВт·год [5]:

$$\sum \Delta W_{жм} = 8760 \left( \sum_{j=1}^m \left( \frac{\sum_{i=1}^{n_j} (P_{номij} \cdot K_{vij}) \cdot K_{фj}}{U_j \cdot \cos \varphi_{сзj}} \right)^2 \frac{\rho_0 \cdot l_j}{F_j} \right) \cdot 10^{-3}, \quad (23)$$

де  $P_{номij}$  – номінальна активна потужність, зведена до  $TB=100\%$  (КВт);  $K_{vij}$  – коефіцієнт використання і-ого ЕП приєднаного до j-ого СП;  $n_j$  – кількість ЕП у j-ому вузлі;  $m$  – кількість вузлів навантаження;  $l_j$ ,  $F_j$  – довжина (м) і переріз (мм<sup>2</sup>) j-ої живлячої лінії, які визначаються з урахуванням способу прокладки і тривалодопустимого струму відповідно;  $\cos \varphi_{сзj}$  – середньозважене значення коефіцієнта потужності для j-ого вузла навантаження.

$$\cos \varphi_{сзj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} P_{номij} \cdot \cos \varphi_{номij}}{\sum_{i=1}^{n_j} P_{номij}} \quad (24)$$

При використанні у якості вузлів навантаження розподільних шинопроводів додатково визначаються втрати електроенергії у шинопроводах, які визначаються за формулою, МВт·год:

$$\sum_{j=1}^m \Delta W_{шрj} = 8760 \sum_{j=1}^m \left( \left( \frac{\sum_{i=1}^{n_j} (P_{номij} \cdot K_{vij}) \cdot K_{фj}}{U_j \cdot \cos \varphi_{сзj}} \right)^2 \cdot r_{oj} \cdot l_{шрj} \frac{1}{6} \left( 1 + \frac{1}{n_j} \right) \cdot \left( 2 + \frac{1}{n_j} \right) \right) \cdot 10^{-3} \quad (25)$$

Для радіальної схеми з використанням розподільних шаф у якості силових пунктів  $\sum_{j=1}^m \Delta W_{шрj} = 0$ . Таким чином, формула для визначення зведених витрат на спорудження цехової мережі в загальному випадку набуває вигляду:

$$Z = \left( E_n + \frac{(K_a + K_o)_{рп}}{100} \right) \sum K_{рп} + \left( E_n + \frac{(K_a + K_o)_{рп}}{100} \right) \sum K_{рп} + 8760 C_w \sum_{j=1}^m (\Delta W_{арmj} + \Delta W_{апсмj} + \Delta W_{шрj}) \cdot 10^{-3} \quad (26)$$

де  $\Delta W_{арmj}$ ,  $\Delta W_{апсмj}$ ,  $\Delta W_{шрj}$  – втрати активної електроенергії відповідно у розподільній, живлячій мережі та у розподільних шинопроводах.

Такій підхід був апробований при виконанні робіт с проектування цехових мереж в проектній установі ДІПРОПРОМ (м. Запоріжжя). Отримані результати чисельного експерименту показали свою ефективність (3-7%) при визначенні експлуатаційних характеристик цехових мереж у порівнянні з існуючими інженерними методиками.

### Висновки

Запропонована методика розрахунку зведених витрат на спорудження цехової мережі дозволяє формалізувати процес розрахунку при врахуванні конструктивних особливостей виконання цехової мережі, підвищити точність розрахунку при врахуванні режиму електроспоживання ЕП, а також дозволяє визначити як зміняться зведені витрати при зміні співвідношення питомих витрат на спорудження цехових мереж і тарифу на електроенергію.

### Список використаної літератури

1. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику./ Методика. Енергосистеми й електричні мережі. Затверджені наказом Міністерства України від 20.01.97 №1ПС та введені в дію з 01.01.97.
2. V. Dyachenko, D. Fedosha and A. Zabolotnyi, "Algorithm for the Program of Energy Saving for Power Supply System," 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2019, pp. 420-425, doi: 10.1109/UKRCON.2019.8879915.
3. V. Dyachenko, D. Fedosha and A. Zabolotnyi, "Algorithm of synthesizing energy effective power supply system of industrial enterprises," 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), 2020, pp. 320-325, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160288.
4. Шестеренко Е. В. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця : Нова книга, 2004. 655 с.
5. V. Popov, D. Prikchno, V. Prikchno, "Development of the method of determining the power and electricity losses in distribution network of shop electrical supply", 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2019, pp. 148-156, doi: 10.1109/UKRCON.2019.8879915.

V. Popov<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0003- 4281-2720  
A. Zabolotnyi<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-8696-661X  
V. Diachenko<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-8705-9683  
D. Fedosha<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-0683-0561  
V. Prikhno<sup>1</sup>, senior lecturer, ORCID 0000-0001-7834-3618  
<sup>1</sup>National University "Zaporizhzhya Polytechnic"

## FORMALIZATION OF THE PROCEDURE FOR ASSESSING THE ELECTRIC SUPPLY EFFICIENCY IN WORKSHOP NETWORKS OF INDUSTRIAL ENTERPRISES

*There is defined that the efficiency of workshop power supply networks largely determines the efficiency of the power supply system of the industrial enterprise as a whole and is determined by minimizing the reduced costs, which have two components: capital investments and the cost of electricity losses in workshop networks. Calculating the reduced costs during a technical and economic comparison of options is a labor-intensive task, since there is a large variability in the choice of circuit design, the choice of cross-sections of the conductors of the supply and distribution workshop network, as well as taking into account the design features of the workshop network.*

*The analysis of the characteristics of the efficiency factors of workshop power supply was carried out. The basic components of the effective functioning of the workshop power supply circuit are identified, namely: discreteness of electrical equipment; its placement in the workshop; operating modes of current-using equipment (CUE); loading schedule; ratio of the cost of electricity and the unit cost of workshop network elements.*

*There has been determined that in any workshop power supply scheme, the duration of switching CUE on the electric power supply (CUE with a constant and variable operating mode), as well as the shape of the load schedule, largely determines the efficiency of its operation.*

*Obtained results of a numerical experiment, when performing design of workshop networks in the DIPROPROM design institution (Zaporozhye), showed the effectiveness (3-7%) in determining the operational characteristics of workshop networks in comparison with existing engineering methods.*

**Keywords:** *efficiency of power supply, radial circuit, main circuit, long-term permissible current, reduced costs, form factor, power factor, electricity losses.*

### References

1. GKD 340.000.002-97. Determining the economic efficiency of capital investments in the energy sector./ Methodology. Energy systems and electrical networks. Approved by the order of the Ministry of Energy of Ukraine dated January 20, 1997 No. 1PS and put into effect on January 1, 1997.
2. V. Dyachenko, D. Fedosha and A. Zabolotnyi, "Algorithm for the Program of Energy Saving for Power Supply System," 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2019, pp. 420-425, doi: 10.1109/UKRCON.2019.8879915.
3. V. Dyachenko, D. Fedosha and A. Zabolotnyi, "Algorithm of synthesizing energy effective power supply system of industrial enterprises," 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), 2020, pp. 320-325, doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160288.
4. Shesterenko E. Systems of electricity consumption and electricity supply of industrial enterprises. Vinnytsia: New Book, 2004. 655 p.
5. V. Popov, D. Prikhno, V. Prikhno, "Development of the method of determining the power and electricity losses in distribution network of shop electrical supply", 2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2019, pp. 148-156, doi: 10.1109/UKRCON.2019.8879915.

Надійшла: 09.11.2023  
Received: 09.11.2023

## ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ В УМОВАХ ЇХ РЕЗЕРВУВАННЯ

*Розглядається спосіб підвищення пропускної здатності електропередавання в післяаварійному режимі, коли до однієї з працюючих ліній електропередавання (ЛЕП) напругою 10 кВ за допомогою пункту автоматичного вмикання резерву (АВР) підключається резервована лінія. Ефективність такого резервування в більшості випадків виявляється низькою через обмежену пропускну здатність магістральних ділянок взаєморезервованих ліній з меншими перерізами проводів на кінцевих ділянках цих ліній, що споруджувалися як радіальні. Це обумовлює підвищені втрати активної потужності і напруги, і, як наслідок, недопустиме відхилення напруги у віддалених вузлах навантаження резервованої лінії електропередавання. З метою покращення параметрів режиму роботи електропередавання пропонується застосування в схемі пункту АВР пристроїв поздовжньої ємнісної компенсації і компенсації реактивної потужності. Зроблена оцінка ефективності запропонованого заходу.*

**Ключові слова:** резервування, відхилення напруги, конденсаторні батареї, лінії електропередавання, пропускна здатність, економічна ефективність.

### Актуальність.

Розбудова електричних мереж напругою 10 кВ як радіальних в період інтенсивної електрифікації, в подальшому, з метою підвищення надійності електропостачання, призвів до широкого застосування в таких мережах резервних зв'язків між магістралями ліній від суміжних підстанцій 35...110/10 кВ [2].

Розвиток сучасних розподільних мереж передбачає їх взаємне резервування шляхом встановлення сучасних пристроїв АВР з метою підвищення надійності електропостачання споживачів електроенергії. Оскільки пристрій АВР вмикає резервну лінію живлення при пошкодженні основної, ефективність його не залежить від стійкості пошкодження, тому успішність роботи складає 90...95%, що перевищує успішність АПВ [1].

Місцем встановлення пункту АВР є ділянка лінії з меншим навантаженням, суміжна з точкою поділу потужностей – це забезпечує мінімальні втрати електроенергії в нормальному режимі роботи обох ліній як радіальних [3].

### Метою дослідження є:

- визначення впливу поздовжньої ємнісної компенсації на пропускну здатність електропередавання в післяаварійному режимі;
- визначення впливу компенсації реактивної потужності на економічність післяаварійного режиму електропередавання;
- оцінка економічної ефективності запропонованого способу підвищення пропускної здатності ліній електропередавання.

**Матеріали і методи дослідження.** Для покращити режими напруги в перевантажених радіальних лініях, в лініях надмірної довжини та в лініях з різкозмінним навантаженням (або з низьким  $\cos \varphi$ ) доцільно застосувати поздовжню ємнісну компенсацію (ПСК).

Головною перевагою пристроїв ПСК є автоматичність та безінерційність регулювання напруги, менша в 4-5 разів потужність конденсаторів ПСК в порівнянні з потужністю конденсаторів паралельного вмикання для регулювання напруги.

Вплив характерних для ПСК недоліків [1] усувається застосуванням швидкодіючих обмежувачів перенапруги (ОПН), котрі шунтують батарею ПСК при появи на ній високих напруг при надструмах, а також застосуванням для ПСК спеціальних конденсаторів, що допускають короткочасні п'ятикратні перенапруги.

Для використання тільки в післяаварійних та ремонтних режимах установки ПСК доцільно об'єднувати з пунктом АВР, що з'єднує взаєморезервовані лінії: при цьому виключається поява гармонійних коливань струму і напруги, оскільки ПСК використовується тільки в режимі максимальних навантажень, коли ємнісна перекомпенсація опору мережі неможлива.

В нормальному режимі роботи розподільних ЛЕП ПСК доцільно використовувати для компенсації реактивної потужності самостійно або спільно з конденсаторними установками паралельного включення (КУ), а після резервування ліній - працювати в режимі поздовжньої ємнісної компенсації.

Компенсація реактивного навантаження ділянки з пунктом АВР сприяє розвантаженню електричної мережі і покращенню режимів напруги в ній.

Ефективність цього пристрою досліджувалась в двох повітряних ЛЕП 10 кВ, котрі приєднані до районних трансформаторних підстанцій 110/10 кВ і 35/10 кВ ДТЕК Київські регіональні електромережі (рис.1). Застосування спрощеної схеми щоголового пункту АВР без встановлення додаткового вимикача підвищує надійність і зменшує вартість пристрою.

В нормальному режимі роботи ліній 10 кВ конденсатори ПСК включені послідовно з конденсаторами КУ, приєднаними в кінці однієї з двох взаєморезервованих ліній. При цьому загальна потужність конденсаторів може бути рівною реактивній потужності мінімального режиму лінії 10 кВ «Іванків».

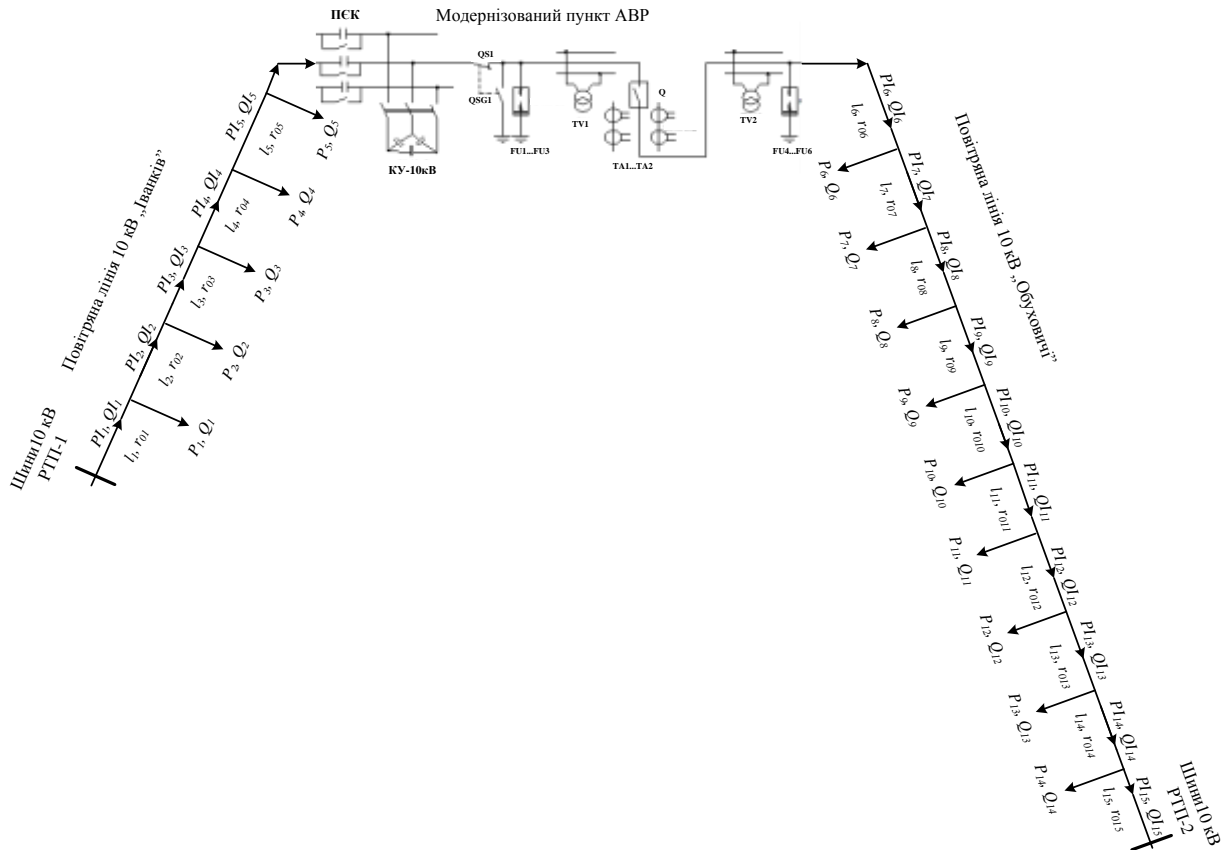


Рисунок 1 - Пояснювальна схема роботи ліній при включеному АВР (від РТП-1 живиться дві лінії).

В режимі резервування спрацьовує АВР і конденсатори ПСК перемикаються з паралельного кола послідовно у фази резервованих ліній, що суттєво збільшує напругу за ПСК практично до напруги джерела живлення [3]. Конденсатори паралельного вмикання (КУ) продовжують функцію компенсації реактивної потужності.

Характеристика навантаження та параметри ліній наведено в табл.1, при цьому питомий реактивний опір прийнято однаковим  $x_0=0,39$  Ом/км, існуючий провід на ділянках обох ліній має переріз від 70 мм<sup>2</sup> (на головних ділянках) до 25 мм<sup>2</sup> (в кінці кожної з радіальних ліній).

Втрати напруги на ділянках лінії при живленні від РТП-1 визначені згідно (1) наведені на рис.2 (суцільна лінія):

$$\delta U\%_i = \frac{P_i \cdot \frac{R_i}{U_n} + Q_i \cdot X_0 \cdot \frac{l_i}{U_n}}{100}, \quad (1)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга лінії 10 кВ, кВ;

$R_i$  – активний опір ділянки лінії 10 кВ, Ом.

Сумарні втрати від шин РТП-1 до вузлів навантаження в режимі резервування без ПСК, визначені згідно (2), наведені на рис.2 (пунктирна лінія)



$$\delta U\%_{\text{сум}i} = \sum_k (\delta U\%_k \cdot \Phi(i - k)) \quad (2)$$

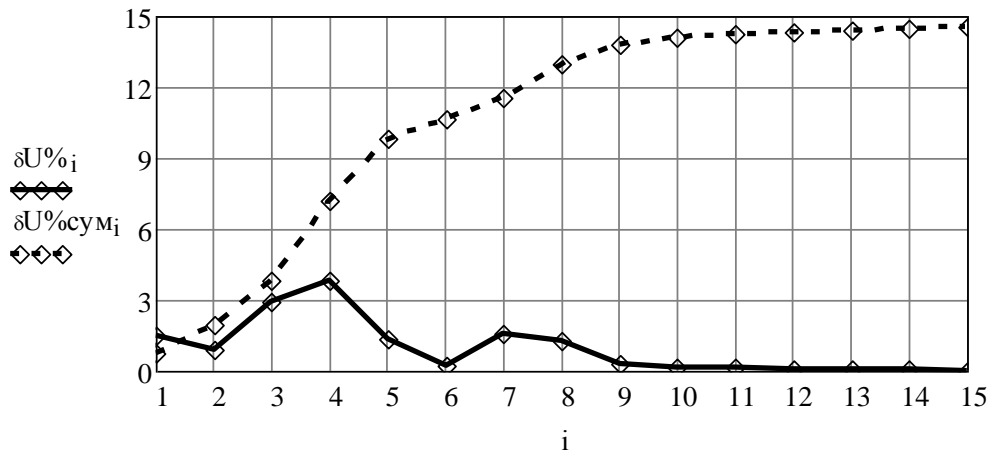


Рисунок 2 - Втрати напруги на ділянках лінії  $\delta U\%_i$  (суцільна лінія) та сумарні втрати напруги  $\delta U\%_{\text{сум}i}$  (пунктирна лінія) від шин РТП-1 в режимі резервування без ПСК:  $i$  – номер ділянки ЛЕП.

В нормальному режимі роботи лінії 10 кВ від двох РТП в точці між ділянками 6 і 7 змінюється напрямок передавання активної і реактивної потужності, то на суміжній до цієї точки ділянці 6 (як ділянці з меншим активним і реактивним навантаженням) доцільно розмикати лінію, тобто встановлювати пункт АВР, модернізований установкою ПСК та КУ, що дозволяє покращити режими напруги на наступних за ним ділянках лінії 10 кВ (рис.3). Тоді напруги у вузлах навантаження в режимі резервування без ПСК, визначена згідно (3), наведені на рис.3 (пунктирна лінія)

$$U_{1i} = U_n - \left[ \sum_{i=1}^{15} \left( P_{i_i} \cdot \frac{R_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) + \sum_{i=1}^{15} \left( Q_{i_i} \cdot \frac{X_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) \right] \quad (3)$$

Таблиця 1. Параметри взаєморезервованих ліній та їх навантаження

Ділянки лінії	Довжина ділянки $l_i$ , км	Питомий активний опір $r_{oi}$ , Ом/км	Потужність навантаження		Навантаження ділянок (живлення від РТП-1)		Навантаження ділянок (живлення від обох РТП)	
			активна $P_i$ , кВт	реактивна $Q_i$ , кВ·Ар	активна $P_{Ii}$ , кВт	реактивна $Q_{Ii}$ , кВ·Ар	активна $P_i$ , кВт	реактивна $Q_i$ , кВ·Ар
1	1,25	0,43	231	191,41	1672	1386	930,7	771,2
2	0,8	0,43	77	63,8	1518	1258	815,2	675,5
3	2,3	0,6	48,51	40,2	1456	1206	661,2	547,8
4	3,5	0,6	369,6	306,26	1247	1033	598,4	495,8
5	1,4	0,78	246,4	204,17	938,6	777,8	389,3	322,6
6	0,3	0,78	123,2	102,1	753,8	624,6	81,3	67,43
7	1,58	1,26	48,51	40,2	668	553,5	-103,4	-85,7
8	1,35	1,26	30,8	25,5	628,3	520,6	-189,3	-156,8
9	0,38	1,26	48,52	40,2	588,6	487,7	-228,9	-189,7
10	0,38	0,78	192,5	159,5	468,1	387,9	-268,6	-222,5
11	0,38	0,78	77	63,8	333,4	276,3	-389,1	-322,4
12	0,53	0,6	123,2	102,1	233,3	193,3	-523,8	-434,1
13	0,53	0,6	123,2	102,1	171,1	142,3	-623,9	-517,0
14	3,7	0,43	48,51	40,2	48,5	40,2	-747,1	619,1
15	2,5	0,43	-	-	-	-	-833,0	-690,2

**Результати досліджень та їх обговорення.**

Як видно з рис.3, напруга в кінці резервованої лінії 10 кВ зменшується до 90% номінальної, що є негативним наслідком резервування, тому застосувавши ПСК в схемі пункту АВР, напруга у вузлах навантаження двох ліній 10 кВ при живленні їх від РТП-1, визначена згідно (4), отримає «добавку» і зростає у вузлах навантаження після місця встановлення ПСК (суцільна лінія).

$$U_k = U_n - \left[ \sum_i \left( P_{i1} \cdot \frac{R_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) + \sum_i \left( Q_{i1} \cdot \frac{X_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) \right] - \frac{Q_{I6} \cdot X_{пск} \cdot 10^{-3}}{U_n} \quad (4)$$

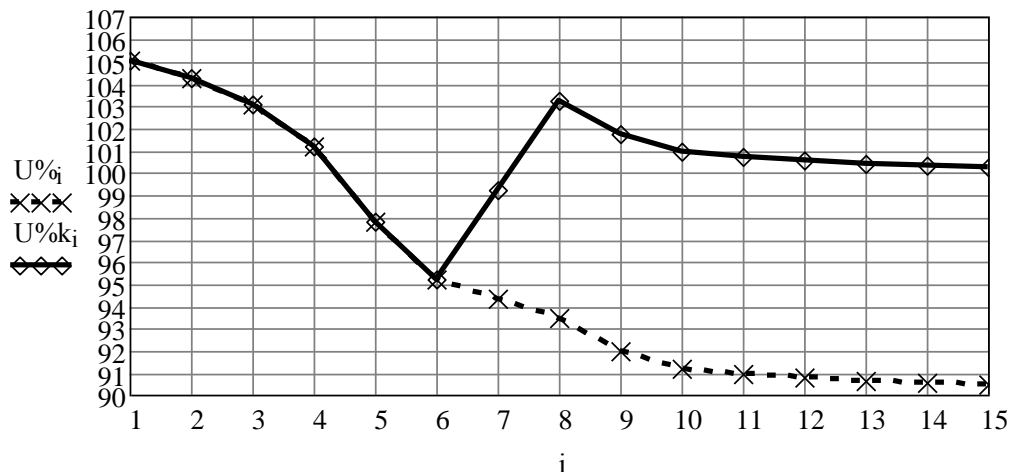


Рисунок 3 - Відхилення напруги у вузлах навантаження після аварійного режиму (дві ЛЕП включені через пункт АВР) без ПСК U% (пунктирна лінія) і при включенні ПСК U%<sub>k</sub> (суцільна лінія): i – номер ділянки ЛЕП.

Смнісний опір конденсаторів ПСК залежить від реактивної потужності навантаження ділянки її вмикання та параметрів режиму навантаження обох ліній 10 кВ (5) [4]:

$$X_{пск} = \left[ U_k - U_n + \sum_i \left( P_{i1} \cdot \frac{R_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) + \sum_i \left( Q_{i1} \cdot \frac{X_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) \right] \cdot \frac{U_n}{Q_{I6} \cdot 10^{-3}} \quad (5)$$

Втрати активної потужності на ділянках з'єднаних обох ліній без застосування ПСК і КУ при живленні від РТП-1, визначені згідно (6) і ці ж втрати при застосуванні ПСК і КУ, визначені згідно (7), наведені на рис.4.

$$\delta P_{i1} = \frac{(P_{i1})^2 + (Q_{i1})^2}{U_n^2 \cdot 10^3} \cdot R_i \quad (6)$$

$$\delta P_{k1} = \frac{(P_{k1})^2 + (Q_{k1})^2}{U_n^2 \cdot 10^3} \cdot R_i \quad (7)$$

Зниження втрат активної потужності  $\Delta P$  (8) в результаті компенсації реактивної потужності в місці встановлення пункту АВР та кількість заощадженої електроенергії протягом доби  $\Delta W_{доб}$  (9) складають, відповідно, 47,73 кВт і 1146 кВт·год [4].

$$\Delta P = \delta P_{сум} - \delta P_{к сум} \quad (8)$$

$$\Delta W_{доб} = 24 \cdot \Delta P \quad (9)$$

Річний економічний ефект від впровадження пристрою для резервування можна визначити згідно виразу (10):

$$E_{еф} = E_{\Delta W} + E_{пс} - 3_{зб} - (E_a \cdot K + C_b) \quad (10)$$

де  $E_a$  – коефіцієнт амортизаційних відрахувань з вартості модернізації АВР, в.о.

Річна економія  $E_w$  від зниження втрат електроенергії в мережі в нормальному режимі від застосування КУ і УПК для компенсації реактивного навантаження лінії 1:

$$E_{\Delta w} := \sum_i \left[ \left[ 2 \cdot Q_{\text{лі}i} \cdot (Q_{\text{КУ}} + Q_{\text{УПК}}) - (Q_{\text{КУ}} + Q_{\text{УПК}})^2 \right] \cdot (R_{\text{лі}i} + R_{\text{Т1}}) \cdot \frac{\tau_1 \cdot c}{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3} \right], \quad (11)$$

де  $Q_{\text{лі}i}$  - реактивне навантаження ділянок лінії 1, кВАр;  $Q_{\text{КУ}}$ ,  $Q_{\text{УПК}}$  - потужності установок паралельного і послідовного включення в електричну мережу, кВ·Ар;  $R_{\text{лі}i}$ ,  $R_{\text{Т1}}$  - активні опори ділянок лінії 1 і силового трансформатора РТП-1, Ом;  $U_{\text{н}}$  - номінальна напруга мережі, кВ;  $\tau_1$  - час максимальних втрат навантаження лінії 1, год/рік.

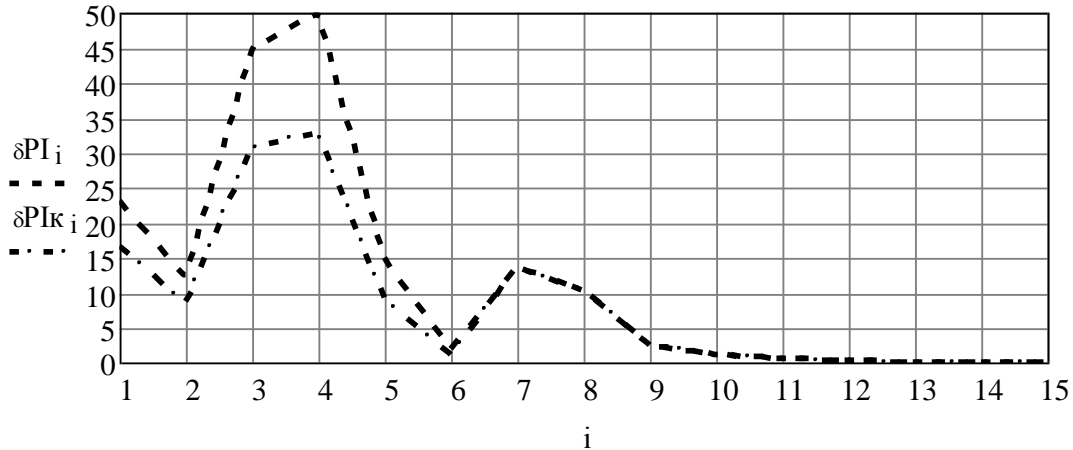


Рисунок 4 - Втрати активної потужності на ділянках з'єднаної лінії без КУ  $\delta PI$  (кВт) і при застосуванні КУ  $\delta PI_k$  (кВт):  $i$  - номер ділянки ЛЕП.

Річна економія від збільшення пропускної спроможності мережі  $E_{\text{ПС}}$  в режимі резервування

$$E_{\text{ПС}} = \Delta S \cdot c_1 \cdot E, \quad (12)$$

де  $c_1$ ,  $c$  - питомі вартості потужності мережі і електроенергії, грн/кВ·А, грн/кВт·год;  $\Delta S$  - збільшення пропускної спроможності електричної мережі в режимі резервування за допомогою модернізованого пристрою АВР, кВ·А:

$$\Delta S := S_1 - S_2, \quad (13)$$

$S_1$  - пропускна спроможність ЛЕП при резервуванні модернізованим АВР, визначається номінальним струмом конденсаторів ПСК і фазною напругою, кВ·А:

$$S_1 = 3 \cdot I_{\text{пск}} \cdot U_{\text{ф}}, \quad (14)$$

$S_2$  - пропускна спроможність ЛЕП при резервуванні без модернізованого АВР: визначається допустимими рівнями напруги у споживачів резервованих ЛЕП і не перевищує  $0,25S_{\text{max}}$  резервованої лінії.

Річні витрати, пов'язані з втратами електроенергії в ЛЕП в режимі резервування при передаванні по лінії, котра резервує, збільшеного навантаження до величини струму конденсаторів ПСК  $Ззб$ :

$$Ззб := 3 \cdot I_{\text{ав}}^2 \cdot (R_{\text{рез}} + R_{\text{Т1}}) \cdot t_a \cdot c \cdot 10^{-3}, \quad (15)$$

Капіталовкладення в пристрій К складаються з вартості конденсаторів ПСК і вартості конденсаторів КУ 10 кВ.

Вартість річних втрат електроенергії в пристрої АВР складається з вартості втрат електроенергії в конденсаторах КУ протягом всього року і вартості втрат електроенергії в конденсаторах ПСК протягом часу  $t_a$ :

$$C_{\text{в}} = (\Delta p_{\text{ку}} \cdot Q_{\text{ку}} \cdot T_{\text{в}} + \Delta p_{\text{пск}} \cdot Q_{\text{пск}} \cdot t_a) \cdot c, \quad (16)$$

де  $p_{\text{ку}}$ ,  $p_{\text{пск}}$  - питомі втрати потужності в конденсаторах КУ і ПСК, кВт/кВ·Ар;

Термін окупності пристрою, що пропонується для резервування:

$$T_{\text{о}} := \frac{K}{E_{\text{еф}}}, \quad (17)$$

**Висновки і перспективи.** Як видно з результатів розрахунків, відображених на рис.3, в післяаварійному режимі після спрацювання АВР напруга в кінці резервованої лінії 10 кВ знизиться до 90 % номінальної, що негативно впливатиме на роботу електроприймачів а, іноді, до їх відключення задля уникнення пошкодження та порушення технологічних процесів виробництва.

Для підвищення пропускної здатності двох з'єднаних ліній і покращення рівнів напруги у вузлах електричного навантаження доцільно доповнити схему АВР пристроєм ПСК. Це створить «добавку» напруги на ємності ПСК і підвищення напруги у наступних вузлах навантаження: напруга в кінці резервованої лінії 10 кВ зросте до номінальної: в розглянутому прикладі «добавка» напруги в кінці резервованих ліній становить біля 10%.

Економічний ефект застосування модернізованого пристрою АВР в наведеному прикладі рівний  $E_{\text{эф}}=830000$  грн/рік, а термін окупності пристрою  $T_0=2,7$  року.

#### Список використаної літератури.

1. Омельчук А.О. Підвищення пропускної здатності ліній електропередавання в післяаварійному режимі /А.О. Омельчук, В.В.Заколюдажний // Енергетика і автоматика.-2023, №6.-с.39-49.
- 2.Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі: ГКД 340.000.002-97. -К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
3. Омельчук А.О. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. - 257 с.
4. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). - К.: Держстандарт України, 2014. – 27 с.
5. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача// СОУ–Н МПЕ 40.1.20.510.:2006.- Мінпаливенерго, наказ № 1 від 05.01.2006.

**A. Omelchuk**<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0009-0007-3964-497X

**V. Zakolodyazhnyi**<sup>1</sup>, assistant, ORCID 0000-0001-8277-4170

<sup>1</sup>**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

### ENSURING THE THREAD CAPACITY OF ELECTRICAL TRANSMISSION LINES UNDER THE CONDITIONS OF THEIR RESERVATION

*A method of increasing the power transmission capacity in the post-emergency mode is considered, when a redundant line is connected to one of the working power transmission lines (LEP) with a voltage of 10 kV using the point of automatic switching on of the reserve (AVR). The effectiveness of such redundancy in most cases turns out to be low due to the limited capacity of trunk sections of mutually reserved lines with smaller cross-sections of wires at the end sections of these lines, which were built as radial lines. This leads to increased losses of active power and voltage, and, as a result, unacceptable deviation of voltage in remote load nodes of the redundant power transmission line. In order to improve the parameters of the operation mode of power transmission, it is proposed to use devices of longitudinal capacitive compensation and reactive power compensation in the scheme of the AVR point. An assessment of the effectiveness of the proposed measure was made.*

**Keywords:** *redundancy, voltage deviation, capacitor banks, power transmission lines, bandwidth, economic efficiency.*

#### References

1. Omel'chuk A.O.(2023) Pidvyshchennya propusknoyi zdatnosti liniy elektroperedavannya v pislyaavariynomu rezhymi [Increasing the capacity of power transmission lines in the post-emergency mode]/A.O. Omel'chuk, V.V.Zakolodyazhnyy // Enerhetyka i avtomatyka. 6: 39-49.
2. Vyznachennya ekonomichnoyi efektyvnosti kapital'nykh vkladov v enerhetyku. Metodyka. Enerhosystemy i elektrychni merezhi [Determination of the economic efficiency of capital investments in energy. Method. Energy systems and electrical networks]: HKD 340.000.002-97. -K.: Minenerho Ukrayiny, 1997, 54.
3. Omel'chuk, A.O.(2016) Enerhozberihayuchi rezhymy v systemakh elektropostachannya: Navch. posibnyk [Energy-saving modes in power supply systems: Study. Manual] / A.O. Omelchuk. - K.: CP "COMPRINT", 257.
4. Kharakterystyky napruhy elektropostachannya v elektrychnykh merezhakh zahal'noyi pryznachenosti [Characteristics of power supply voltage in general purpose electrical networks]: DSTU EN 50160:2014.- K.: Derzhstandard of Ukraine, 2014, 27.
5. Metodyka vyznachennya ekonomichno dotsil'nykh obsyahiv kompensatsiyi reaktyvnoyi enerhiyi, yaka peretikaye mizh elektrychnyimi merezhamy elektroperedavallyi orhanizatsiyi ta spozhyvacha [Methodology for determining economically feasible amounts of reactive energy compensation that flows between the electric networks of the power transmission organization and the consumer]:SOU–N MPE 40.1.20.510.:2006.- Ministry of Fuel and Energy, order No. 1 dated 05.01.2006.

Надійшла:20.12.2023

Received:20.12.2023

## МОДЕЛЮВАННЯ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОСЬЮМЕРА НА БАЗІ ПОВЕДІНКОВОГО ПІДХОДУ

*У статті проаналізовано різні підходи до моделювання добових графіків електричного навантаження та запропоновано методику вдосконалення поведінкової моделі навантаження побутових споживачів типу «знизу-вгору». Метод заснований на усередненні згенерованих графіків випадкового навантаження для даного типу домогосподарств в певний день року. Усереднення проводиться за сезоном та тривалості світлового дня. Далі в кожному інтервалі виділяються робочі дні та вихідні. Незважаючи на певні відмінності, ця робота не розділяє свята, суботу та неділю, щоб уникнути зайвих деталей. Обрані параметри розбиття інтервалів усереднення дозволяють отримати досить компактний набір модельних даних і при цьому зберегти особливості навантаження в різні дні року і години доби. Розглянуто побутові графіки навантаження з різним кроком розподілу дня та основну відмінність такого розподілу. Побудовано моделі для двох типів домогосподарств, які точніше передають спорадичний характер споживання просьюмерів порівняно з типовими графіками навантаження. Усереднені графіки навантаження підходять для моделювання режимів роботи та алгоритмів керування системою генерації і зберігання енергії просьюмерів.*

**Ключові слова:** графік навантаження, споживання електроенергії домогосподарств, моделювання навантаження, просьюмер.

### Вступ

В останнє десятиліття проблема управління зростаючою кількістю нестабільних відновлюваних джерел енергії, таких як фотоелектричні системи (ФЕС), а також мінливим попитом на електроенергію з боку нових споживачів, таких як електромобілі та індивідуальні системи зберігання енергії, стала особливо актуальною. Вирішенню цієї проблеми присвячено безліч досліджень з різними підходами [1], аналіз яких показує, що споживання домогосподарств та виробництво енергії в житловому секторі все ще недостатньо вивчені та слабо контрольовані процеси в енергосистемі. У той же час енергосистеми стикаються з появою нового учасника – просьюмерів, тобто побутових абонентів, здатних не тільки споживати, а й генерувати енергію.

На відміну від промисловості, сільського господарства і транспорту, побутова електроенергетика характеризується набагато більшою різноманітністю факторів впливу і внутрішніх особливостей. Крім клімату, фізичних характеристик житла і використовуваних електроприладів, вирішальний вплив на споживання енергії домогосподарством має поведінка людей [2]. Ці ж фактори впливають на потужність, що подається в мережу від окремих дахових фотоелектричних станцій.

Традиційні методи моделювання споживача енергії спираються на дані про всі наявні у них електроприймачі або на історію їх загального енергоспоживання. Вони використовуються для розрахунку або прогнозування майбутнього споживання енергії. Ці методи мають різні сильні й слабкі сторони та застосування, але всі вони вимагають великої кількості точних і детальних даних про споживачів. У випадку домогосподарств збір таких даних ускладнюється як великою кількістю даних, так і вимогами конфіденційності. А з появою нових типів споживачів, таких як електромобілі та домашні системи накопичення енергії, ще й проблемами, пов'язаними з відсутністю достатньо довгою передісторією даних про їх використання.

У зв'язку з цим актуальною стає розробка методів моделювання навантаження побутових споживачів і просьюмерів, здатних точно передати особливості графіків навантаження існуючих споживачів і нових, які нещодавно підключилися до енергосистеми.

Методи моделювання. В цілому методи моделювання енергоспоживання домогосподарств можна розділити на дві категорії: «зверху-вниз» і «знизу-вгору» [3]. Моделі «зверху-вниз» оцінюють сумарне енергоспоживання житлового сектора енергосистеми країни або регіону і перетворюють додаткові параметри в дані про енергоспоживання конкретного побутового споживача. Вони можуть відносно легко враховувати зміни макроекономічних показників, таких як ціни на енергоносії та доходи, а також темпи розвитку технологій та зміни клімату. Моделі «знизу-вгору», з іншого боку, описують споживання енергії окремими споживачами або будинками, а потім екстраполюють ці результати на рівень міста, регіону або країни [4]. Такі моделі спираються на історію енергоспоживання.

Яскравим прикладом моделей «зверху-вниз» є типові графіки електричних навантажень [5,6]. Зазвичай вони будуються на основі даних режимного дня або на усереднених даних репрезентативних споживачів. До цього типу моделей відноситься модель навантаження просьюмера, яку ми раніше використовували в [7], для моделювання роботи розумної системи котеджного селища. Однак такі моделі, як «зверху вниз» можуть бути більш складними. Наприклад, у США «Національна система енергетичного моделювання» для середньострокового прогнозування та аналізу енергетичної політики включає економічну модель споживання енергії житловим фондом [6]. Дана модель враховує парк побутової техніки, стан зовнішнього огороження будівель і розвиток розподіленої генерації. Складова парку побутової техніки оцінює термін служби та насиченість нею [8]. Компонент розподіленої генерації оцінює вартість фотоелектричних модулів, їх продуктивність та ступінь поширення. Однак, незважаючи на те, що моделі «зверху-вниз» добре описують вплив макрозмінних на загальну зміну споживання електроенергії, вони абстрагуються від деталей внутрішньодобових змін графіка навантаження і описують їх дуже приблизно [9].

При використанні підходу «знизу-вгору» об'єктом дослідження є кінцевий споживач, а основна увага приділяється побудові закономірностей споживання для кожного з його електроприймачів [10,11]. Методи «знизу-вгору» забезпечують високу точність при моделюванні добового графіка навантаження споживача, але вимагають великої кількості даних. Раніше це було серйозною перешкодою для їх застосування, але з розвитком автоматизованих систем обліку для енергетичних компаній і поширенням різних інтелектуальних систем в домогосподарствах, обсяг наявних даних про електричне навантаження кінцевих споживачів стрімко зріс [12].

Як математичний інструмент моделювання навантаження «знизу вгору» широко використовуються методи регресійного аналізу. Наприклад, в [13] множинна лінійна регресія використовується для прогнозування споживання електроенергії та максимального навантаження домогосподарства в залежності від типу будівлі, кількості спалень та складу сім'ї. А в [14] запропоновано функціональну векторну модель авторегресійного простору станів для прогнозування попиту на електроенергію, що дає можливість агрегувати її до рівня регіональної або національної енергосистеми. Штучні нейронні мережі також широко використовуються для побудови регресійних моделей [11].

Проте, при вивченні режимів споживання нового абонента без історії даних про його навантаження, як у випадку моделювання роботи розумної мережі просьюмерів в новому котеджному селищі [7], вкрай складно побудувати звичайні регресійні моделі. У цьому випадку найбільш перспективним видається підхід, запропонований в [14]. Це множинна регресія, що включає поведінкові патерни використання електроприладів у побуті. У цій моделі кожен мешканець домогосподарства розглядається як незалежний агент, керований власними бажаннями та звичними моделями поведінки.

Відповідно до психологічної моделі поведінки, запропонованої німецьким психологом Д. Дьорнером [15], в будь-який момент часу люди приймають рішення (в тому числі і про використання електроприладів), виходячи зі своїх поточних бажань і вибираючи оптимальну дію з наявних варіантів. Модель поведінкового навантаження [16] використовує спрощені моделі бажань побутового споживача електроенергії. Наприклад, кожні 5 годин у людини з'являється бажання поїсти, а вранці робочого дня у нього з'являється бажання вийти на роботу. Вибір доступних дій для людини як споживача енергії, який прагне задовольнити свої бажання, залежить від наявних у домогосподарстві пристроїв. Це може бути мікрохвильова піч, електрочайник, лампи, водонагрівачі тощо. Природно, що момент виникнення бажання та вибір способів його задоволення є випадковими величинами з певними законами розподілу ймовірностей.

Як показали дослідження, підхід, використаний в моделі [16], добре підходить для формування реалістичних профілів навантажень різних домогосподарств, які точно відображають особливості їх реальних графіків навантажень: розташування і форму максимумів і мінімумів навантажень, кількість та величину стрибків навантаження, коефіцієнти форми і заповнення графіків. На його основі створено і розробляється програмний комплекс з відкритим вихідним кодом «Load Profile Generator» (LPG) [17].

#### **Мета та завдання**

Метою цієї роботи є удосконалення методу побудови графіків навантаження споживачів-просьюмерів на основі поведінкового підходу. Предметом дослідження є моделі побутового навантаження, придатні для вирішення задачі управління роботою вузла розумної мережі котеджного селища просьюмерів.

#### **Матеріал і результати досліджень**

Раніше в [7] для цієї мети використовувалися стандартні графіки навантаження середньостатистичної сім'ї, що складається з двох працюючих дорослих і двох дітей. Однак ці графіки

занадто плавні, що може призвести до того, що алгоритми управління не зможуть впоратися з різко мінливим характером реальних профілів навантаження. Оскільки реальних архівних даних про енергоспоживання досліджуваного споживача немає, для вирішення цієї проблеми пропонується використовувати поведінкову модель навантаження [16]. Однак пряме використання графіків, отриманих за допомогою LPG, також не відповідає поставленому завданню. Кожен згенерований графік LPG є випадковим, унікальним і може істотно відрізнятися від інших реалізацій з точки зору заповнення: величини і часу максимумів і мінімумів вторинного навантаження, як показано на рис. 1. Такі відхилення можуть бути пов'язані, наприклад, з хаотично розподіленими рішеннями членів сім'ї приготувати їжу, випрати одяг або вийти з дому. Вони є невід'ємною частиною поведінкової моделі.

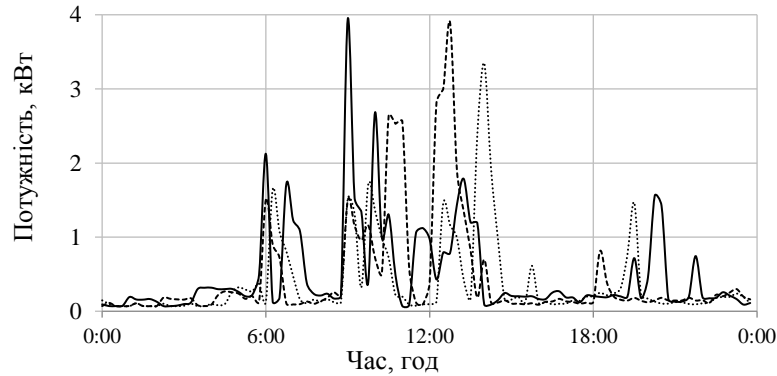


Рисунок 1 - Різні реалізації графіків випадкового навантаження за LPG [16]

Разом с тим для налаштування алгоритму управління розумним вузлом мережі потрібен графік навантаження, який повторюється, відображає специфіку реального споживання, але позбавлений нетипових відхилень.

#### Метод усереднення графіків навантаження

Для отримання такого графіка пропонується усереднити згенеровані LPG випадкові профілі навантаження, на певних інтервалах часу. Для побудови моделі навантаження введено кілька рівнів розбиття даних на часові інтервали.

На першому рівні весь рік ділиться на часові проміжки, протягом яких тривалість світлового дня (ТСД) не змінюється більш ніж на 15 хвилин. Можна припустити, що в межах кожного інтервалу режими використання освітлювальних приладів не змінюються. Для широти Харкова налічується 24 таких інтервалу тривалістю 10-26 днів.

Далі, в кожному інтервалі виділяються робочі дні та вихідні. Для розглянутих побутових споживачів характерною особливістю графіка завантаження вихідного дня є наявність ранкових та денних максимумів навантаження, близьких за величиною до вечірнього максимального завантаження робочих днів. Незважаючи на певні відмінності споживання, в рамках цього дослідження вихідні дні не поділяються на свята, суботу та неділю, щоб уникнути зайвої деталізації.

Таким чином, графік навантаження на конкретний день року визначається як

$$P_M(d, t_k) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{c,i}(d_i, t_k), \quad (1)$$

де

$P_M$  – середня потужність навантаження;

$d$  – номер поточного дня року;

$t_k$  – номер поточного інтервалу доби;

$n$  – кількість усереднених реалізацій згенерованого LPG графіка навантаження;

$P_{c,i}$  – потужність навантаження відповідно до  $i$ -ї реалізації графіка навантаження;

$d_i$  – номер  $i$ -го дня року, який належить до того ж інтервалу ТСД, що й  $d$ .

Елементи множини  $\{d_i\}$ ,  $i = \overline{1, n}$  випадковим чином вибираються серед номерів днів року, що належать до одного і того ж інтервалу ТСД, що й  $d$ . При цьому значення  $d_i$  можуть повторюватися, оскільки відповідні реалізації графіків випадкових навантажень  $P_{c,i}(d_i, t)$  будуть відрізнятися.

Кількість усереднених реалізацій згенерованого графіка навантаження  $n$  може змінюватися в залежності від бажаного ступеня згладжування середнього графіка. Для цієї задачі обрано значення  $n = 24$ .

Як видно з (1), для побудови графіка навантаження добу розбивають на часові проміжки з постійними кроками  $\Delta t$ :

$$t_k - t_{k-1} = \Delta t. \quad (2)$$

Відповідно до поставленого завдання і можливостей LPG, величину  $\Delta t$  можна обрати в діапазоні від 1 до 60 хвилин.

На рис. 2 наведені графіки середньої потужності навантаження  $P_M(t_k)$ , побудовані при  $\Delta t = 1$  хв,  $\Delta t = 5$  хв та  $\Delta t = 15$  хв. Як видно, чим менше значення  $\Delta t$ , тим більш нерівномірним є графік  $P_M(t_k)$ , тим більше в ньому коливань навантаження. У той же час графіки для  $\Delta t = 1$  хв та  $\Delta t = 5$  хв відрізняються між собою набагато сильніше, ніж для  $\Delta t = 5$  хв та  $\Delta t = 15$  хв. Основна відмінність виявляється при переході від  $\Delta t = 5$  хв до  $\Delta t = 1$  хв і полягає у прояві на графіку навантаження коливань, пов'язаних зі ступінчастим або релейним характером законів управління більшості потужних побутових електроприладів.

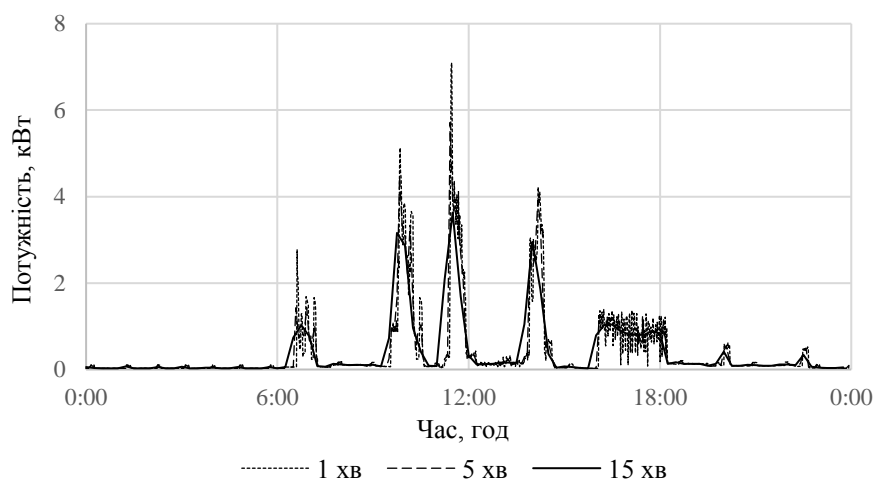


Рисунок 2 - Графіки усередненого навантаження з різним кроком розподілу дня  $\Delta t$

Менший крок  $\Delta t$  більш детально передає спорадичний характер побутового навантаження, але також означає більшу кількість точок в моделі  $P_M(t_k)$ , більше даних для зберігання та обробки, і, як результат, повільніше моделювання процесів в об'єкті споживача. Крім того, управління вузлом розумної мережі має бути обмежене щодо кількості перемикачів режимів заряду/розряду системи накопичення енергії, а також урахувати інтервали роботи енергоринку. Тому в цьому дослідженні для моделі навантаження  $P_M(t_k)$  обрано значення кроку  $\Delta t = 15$  хв.

Визначивши таким чином параметри поділу на інтервали усереднення часу для моделі (1), було отримано графіки навантаження для побутових споживачів, які проживають у котеджному селищі Харківської області. В якості тестового об'єкту дослідження вибрано широко розповсюджений тип сім'ї з сучасним обладнанням, яке відповідає сучасним уявленням про комфорт і розвиток техніки.

На рис. 3 представлений графік добового навантаження для котеджного будинку з трьома мешканцями (крива 1) за один сезон року, який використовувався в дослідженні [7]. Він будується за стандартними графіками навантаження великої групи побутових споживачів. Його недоліком є те, що профіль занадто гладкий, що пов'язано з високим рівнем усереднення при побудові графіка методом «зверху-вниз». Крива 2 на рис. 3 показує приклад одиночної реалізації графіка навантаження, що генерується LPG для того ж тестового сімейства. Як видно, він має більше другорядних піків з більшим розмахом і крутішими фронтами. Крива 3 на цьому малюнку є прикладом графіка середньодобового навантаження, розрахованого за моделлю (1). Добове енергоспоживання всіх цих графіків навантаження однакове.

Як видно, крива 3 на рис. 3 займає проміжне положення між кривими 1 і 2. Усереднений графік містить багато вторинних піків, зосереджених в області ранкового і вечірнього максимумів, а також піків в інші години доби, які характерні для графіків навантаження домогосподарств. Ця характеристика моделі навантаження дуже важлива, коли вона використовується для налаштування алгоритму управління індивідуальною системою накопичення енергії просьюмера.



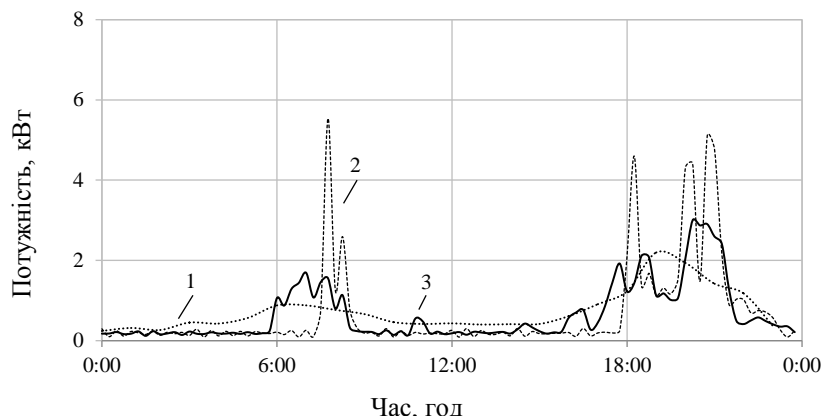


Рисунок 3. Графіки моделей навантаження: 1 – типовий [7]; 2 – LPG [16]; 3 – усереднений (1)

З іншого боку, крива 3 на рис. 3 має в 2-3 рази менший діапазон коливань потужності навантаження, ніж крива 2 через усереднення. Це означає, що вона не передає піки навантаження, пов'язані з одночасним й короткочасним використанням потужної побутової техніки. Тим не менш, такий недолік запропонованої моделі є прийнятним, оскільки такі різкі скачки навантаження зазвичай компенсуються енергетичним буфером, підключеним паралельно до основної літій-іонної батареї в системі накопичення енергії просьюмера. Оскільки запропонована модель навантаження (1) використовується для вибору алгоритму управління основним акумулятором, можна вважати, що вона точно передає всі особливості енергоспоживання просьюмера в рамках поставленого завдання.

#### Графіки навантаження різних типів сімей

В ході проведення досліджень, за допомогою програмного комплексу LPG, було вивчено та змодельовано графіки споживання електричної енергії різних типів сімейств. Для прикладу наділі будуть наведені два типи сімейств. Перший тип сімейства включає в себе двоє працюючих дорослих: жінка 35 років та чоловік 36 років. Другий тип сімейства включає в себе двоє працюючих дистанційно, з власного будинку, дорослих: жінка 39 років, чоловік 40 років та двоє маленьких дітей: хлопчик 9 років та дівчинка 14 років.

Склад побутового обладнання сімей є досить обширним та налічує понад 43 пристрої, попередньо обрані на основі досліджень ринку. Прийнято, що будинки обладнані газовою системою опалення та гарячого водопостачання. Для кожного типу сім'ї приведено два графіки навантаження: згенерований за допомогою LPG та усереднений.

На рис. 4 зображено усереднений графік навантаження сім'ї першого типу взимку у робочій та вихідний день.

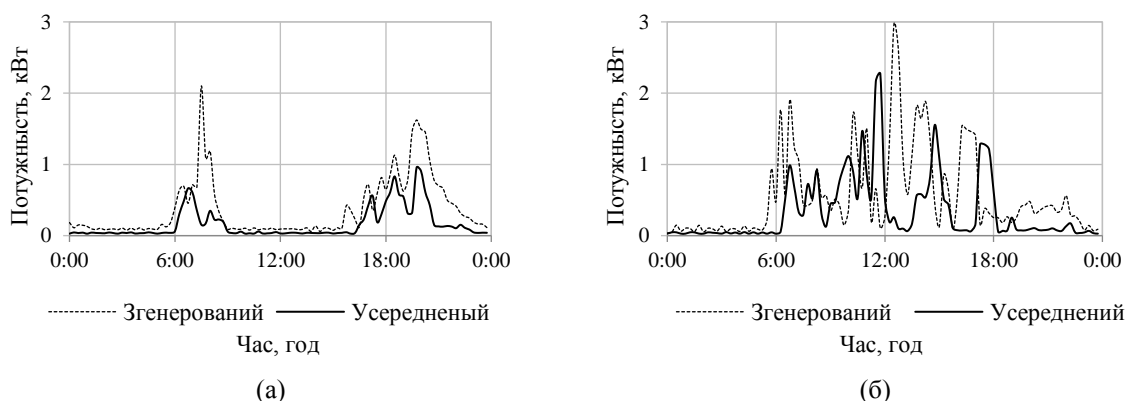


Рисунок 4 – Графік навантаження сім'ї першого типу взимку в робочій день (а) та вихідний день (б)

Детальний аналіз кривої усередненого графіка навантаження робочого дня рис. 4 (а) показує, що попит починає зростати після 6:00 години ранку та сягає свого піку о 6:30 та 7:30 у випадку усередненого і згенерованого графіків, відповідно, коли члени сім'ї прокидаються та починають збиратися на роботу. Після того, як члени сім'ї поїхали на роботу навантаження падає до мінімального значення. Знову попит починає зростати о 16:00 для згенерованого графіку та о 17:00 години для усередненого режиму. Вечірній пік спостерігається о 20:00 та поступово спадає.

Графіки навантаження вихідного дня, що зображені на рис. 2.5 (б) показують, що споживання електричної енергії починається о 5:45 та 6:00 у випадках згенерованого та усередненого графіків відповідно, та сягають своїх ранкових піків о 6:30. Обідній пік в усередненому графіку настає об 11:30, а в згенерованому навантаженні о 12:30, після, у випадку усередненого графіка навантаження падає до мінімальних значень, а у випадку згенерованого графіка залишається на значному рівні. Через поведінковий фактор коефіцієнт максимум на усередненому графіку є більшим за згенерований як показано в табл. 1.

Таблиця 1 – Характеристики графіків навантаження сім'ї першого типу взимку

День	Робочій день		Вихідний день	
	Усереднений	Згенерований	Усереднений	Згенерований
Тип споживання				
Середнє значення	0,21	0,37	0,35	0,57
Коефіцієнт максимуму	5,88	5,81	6,56	5,21
Коефіцієнт заповнення	0,17	0,25	0,16	0,18
Коефіцієнт форми	1,67	1,49	1,68	1,45

На рис. 5 зображено графіки навантаження сім'ї другого типу взимку.

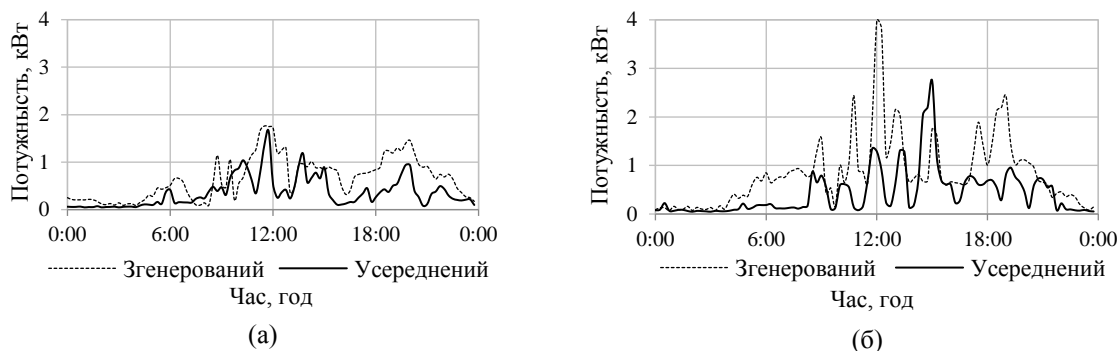


Рисунок 5 – Графіки навантаження сім'ї другого типу взимку в робочій день (а) та вихідний день (б)

Детальний аналіз кривої усередненого графіка навантаження робочого дня рис. 5 (а) показує, що попит на навантаження починає зростати після 4:30 години ранку та сягає свого піку о 8:45 та 10:30 у згенерованому та усередненому режимах відповідно. Потім, у випадку обох графіків, о 12:00 спостерігається обідній пік, після чого навантаження падає, а другий пік спостерігається о 14:15. Знову попит починає зростати о 18:00 та сягає свого вечірнього максимуму та 19:45 у випадку обох графіків та починає поступово падати.

Графіки навантаження вихідного дня, що зображені на рис. 5 (б) показують, що споживання електричної енергії починається о 5:00 та 8:00 у випадках згенерованого та усередненого графіків відповідно, та сягають своїх ранкових піків о 9:00. Обідній пік на усередненому графіку настає об 12:00 після якого настає ще один пік о 15:00 у випадку обох графіків. Після чого спостерігається вечірній пік в 19:00 у випадку інтенсивного графіка. Далі навантаження поступово починає падати до мінімальних значень. В робочому та вихідному дні коефіцієнти максимум та форми є більшими за аналогічні в згенерованому графіку, як наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Характеристики графіків навантаження сім'ї другого типу взимку

День	Робочій день		Вихідний день	
	Усереднений	Згенерований	Усереднений	Згенерований
Тип споживання				
Середнє значення	0,34	0,64	0,42	0,76
Коефіцієнт максимуму	4,59	3,15	6,34	4,39
Коефіцієнт заповнення	0,22	0,33	0,16	0,23
Коефіцієнт форми	1,34	1,21	1,51	1,31

В цілому, усереднені графіки споживання досить точно відображають спорадичний характер споживання, особливо у випадку першої сім'ї. Разом з тим, усереднені графіки є згладженими та не мають гострих піків, при цьому їх фронти є ширшими ніж у аналогічних згенерованих графіків. Усього для одного типу сім'ї розраховується 16 усереднених добових графіків навантаження для різних періодів року.

#### **Висновки**

Відповідно до отриманих результатів та проведеного аналізу можна стверджувати, що поведінка людини відіграє значну роль у енергоспоживанні. Так, за даними LPG, лише чверть енергоспоживання є автономним і не залежить від людини та її поведінки, решта 75% - результат її свідомої діяльності. У випадку сім'ї першого типу можна спостерігати значні ранкові та вечірні піки в робочі дні, в той час, коли сім'я другого типу навпаки споживає більшу частину енергії в обідній час. В першу чергу, це пояснюється режимом роботи обох сімей та їх складом. В вихідні дні різниця в енергоспоживанні є менш явною, проте кількість різних варіантів енергоспоживання зростає. Всі ці фактори суттєво впливають на графіки навантаження побутових споживачів, і їх обов'язково слід враховувати при моделюванні параметрів роботи енергосистеми.

Запропонований метод моделювання навантаження побутових споживачів «знизу вгору» шляхом усереднення випадкових графіків, що генеруються поведінковою моделлю, дозволяє отримати графіки навантаження, які більш точно передають спорадичний характер споживання домогосподарств, ніж типові графіки, побудовані методами «зверху-вниз». Обрані параметри розбиття інтервалів усереднення дозволяють отримати досить компактний набір модельних даних і при цьому зберегти особливості навантаження в різні дні року і години доби, необхідні для моделювання режимів роботи і алгоритмів управління системою генерації і зберігання енергії споживачів-просьюмерів.

#### **Список використаної літератури**

1. Siano, P. Demand response and smart grids—A survey / *Renewable and sustainable energy reviews* 30, 2014, p. 461-478.
2. Miller, W.; Senadeera, M. Social transition from energy consumers to prosumers: Rethinking the purpose and functionality of eco-feedback technologies. *Sustain. Cities Soc.* 2017, 35, 615–625.
3. Espe, E.; Potdar, V.; Chang, E. Prosumer communities and relationships in smart grids: A literature review, evolution and future directions. *Energies* 2018, 11, 2528.
4. Івахнов А. В., Кулапін О. В., Данильченко Д. О., Федорчук С. О., Гриценко В. В. Дослідження перспектив застосування соціо-демографічних даних для аналізу потенціалу керування попитом. *Вісник НТУ "ХПІ" – Харків : НТУ "ХПІ", 2022. – № 1 (4). – С. 11-16.*
5. Wilkerson, J. T., Cullenward, D., Davidian, D., Weyant, J. P. End use technology choice in the National Energy Modeling System (NEMS): An analysis of the residential and commercial building sectors. / *Energy Economics*, 40, 2013, p.773-784.
6. Energy Information Administration (EIA), 2010c. Model documentation report: residential sector demand module of the National Energy Modeling System. Report No DOE/EIA-M067(2010)/
7. Кулапін О. В., Махотіло К. В. Моделювання смарт-мережі споживачів-просьюмерів з фотоелектричними системами. *Вісник НТУ "ХПІ" – Харків : НТУ "ХПІ", 2019.– № 14 (1339).– С. 61-66.*
8. Huber M, Dimkova D, Hamacher T. Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements. *Energy* 2014;69:236–46.
9. R. Pal, C. Chelmiss, M. Frincu and V. Prasanna, "MATCH for the prosumer smart grid the algorithmics of real-time power balance", *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 27, no. 12, pp. 3532-3546, Dec. 2016.
10. Chuan, L., & Ukil, A. (). Modeling and validation of electrical load profiling in residential buildings in Singapore. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2014, p. 2800-2809.
11. S. M. Souza, M. Gil, J. Sumaili, A. G. Madureira and J. A. P. Lopes, "Operation scheduling of prosumer with renewable energy sources and storage devices", *Proc. 13th Int. Conf. Eur. Energy Market*, pp. 1-5, Jun. 2016.
12. McLoughlin F., Duffy A., Conlon M. Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study / *Energy and buildings*, 48, 2012, p. 240-248.
13. Nagbe, K., Cugliari, J., & Jacques, J. Short-term electricity demand forecasting using a functional state space model. / *Energies*, 11(5), 2018, 1120, <https://doi.org/10.3390/en11051120>.
14. A. Paudel, K. Chaudhari, C. Long and H. B. Gooi, "Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: theoretic model", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 8, pp. 6087-6097, Aug. 2019.
15. Dörner, D., *Bauplan für eine Seele*. 1. Aufl ed. 1999, Reinbek bei Hamburg: Rowohlt Verl. 831 S.
16. Pflugradt N., Muntwyler U. Synthesizing residential load profiles using behavior simulation / *Energy Procedia*, 122, 2017. p. 655–660.
17. Pflugradt, N., and B. Platzer. "Behavior based load profile generator for domestic hot water and electricity use." *12th International Conference on Energy Storage (Innostock)*, Lleida, Spain. 2012.

O. Kulapin<sup>1</sup>, assistant, ORCID: 0000-0001-9283-6910

K. Makhotilo<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), ORCID: 0000-0001-7081-071X

<sup>1</sup>National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

## MODELING OF PROSUMER LOAD PROFILES BASED ON BEHAVIORAL APPROACH

*The article analyzes various approaches to the modeling of daily electricity load schedules and proposes a methodology for improving the "bottom-up" behavioral model of the load of household consumers. The method is based on averaging generated random load schedules for a given type of household on a particular day of the year. Averaging is carried out by season and length of daylight. Next, working days and weekends are distinguished in each interval. Despite some differences, this work does not separate holidays, Saturdays, and Sundays to avoid unnecessary details. The selected parameters for dividing the averaging intervals allow you to obtain a relatively compact set of model data and, at the same time, preserve the features of the load on different days of the year and hours of the day. Household load profiles with varying steps of day distribution and the main difference of such distribution are considered. Models that more accurately convey the sporadic nature of prosumer consumption compared to typical load schedules are built for two types of households. A detailed analysis of the averaged load graphs was carried out in comparison with the typical graph and the generated load graphs. Averaged load schedules are suitable for modeling the operating modes and control algorithms of the prosumer energy generation and storage system.*

**Key words:** load profile, household electricity consumption, load modeling, prosumer.

### References

1. Siano, P. Demand response and smart grids—A survey / Renewable and sustainable energy reviews 30, 2014, p. 461-478.
2. Miller, W.; Senadeera, M. Social transition from energy consumers to prosumers: Rethinking the purpose and functionality of eco-feedback technologies. *Sustain. Cities Soc.* 2017, 35, 615–625.
3. Espe, E.; Potdar, V.; Chang, E. Prosumer communities and relationships in smart grids: A literature review, evolution and future directions. *Energies* 2018, 11, 2528.
4. D. Danylchenko, S. Fedorchuk, O. Kulapin, A. Ivakhnov, V. Hrytsenko. Research on Demographically Based Electricity Demand Schedules for the Potential of Demand Management. *Visnyk NTU "KhPI"*. – Kharkiv: NTU "KhPI", 2022. – № 1 (4). – С. 11-16.
5. Wilkerson, J. T., Cullenward, D., Davidian, D., Weyant, J. P. End use technology choice in the National Energy Modeling System (NEMS): An analysis of the residential and commercial building sectors. / *Energy Economics*, 40, 2013, p.773-784.
6. Energy Information Administration (EIA), 2010c. Model documentation report: residential sector demand module of the National Energy Modeling System. Report No DOE/EIA-M067(2010).
7. Kulapin O. , Makhotilo K. Modeling smart networks of prosumer consumers with photovoltaic systems. *Visnyk NTU "KhPI"*. – Kharkiv: NTU "KhPI", 2019.–№ 14 (1339).–S. 61-66.
8. Huber M, Dimkova D, Hamacher T. Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements. *Energy* 2014;69:236–46.
9. R. Pal, C. Chelms, M. Frincu and V. Prasanna, "MATCH for the prosumer smart grid the algorithmics of real-time power balance", *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 27, no. 12, pp. 3532-3546, Dec. 2016.
10. Chuan, L., & Ukil, A. (). Modeling and validation of electrical load profiling in residential buildings in Singapore. / *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2014, p. 2800-2809.
11. S. M. Souza, M. Gil, J. Sumaili, A. G. Madureira and J. A. P. Lopes, "Operation scheduling of prosumer with renewable energy sources and storage devices", *Proc. 13th Int. Conf. Eur. Energy Market*, pp. 1-5, Jun. 2016.
12. McLoughlin F., Duffy A., Conlon M. Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study / *Energy and build*, 48, 2012, p. 240-248.
13. Nagbe, K., Cugliari, J., & Jacques, J. Short-term electricity demand forecasting using a functional state space model. / *Energies*, 11(5), 2018, 1120, <https://doi.org/10.3390/en11051120>.
14. A. Paudel, K. Chaudhari, C. Long and H. B. Gooi, "Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: theoretic model", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 8, pp. 6087-6097, Aug. 2019.
15. Dörner, D., *Bauplan für eine Seele*. 1. Aufl ed. 1999, Reinbek bei Hamburg: Rowohlt Verl. 831 S.
16. Pflugradt N., Muntwyler U. Synthesizing residential load profiles using behavior simulation / *Energy Procedia*, 122, 2017. p. 655–660.
17. Pflugradt, N., and B. Platzer. "Behavior based load profile generator for domestic hot water and electricity use." 12th International Conference on Energy Storage (Innostock), Lleida, Spain. 2012.

Надійшла: 02.01.2024

Received: 02.01.2024

## РОЗВИТОК ТЕХНОЛОГІЙ БУДІВНИЦТВА ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

*У статті розглянуто питання розвитку технологій будівництва цифрових підстанцій. Досліджено сучасні інформаційні технології та інноваційні підходи до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами, що дозволяють створювати підстанції нового типу.*

*Наведено принцип взаємодії обладнання цифрової підстанції.*

*Показані відмінності й цифрових підстанцій та аналогових підстанцій. Представлений принцип роботи класичної та цифрової підстанції.*

*Описаний міжнародний досвід впровадження й цифрових підстанцій.*

*Розкрито поняття «Інтелектуальний» трансформатор.*

*Представлений поетапний перехід до цифрової підстанції.*

**Ключові слова:** цифрова підстанція, надійність, протокол обміну інформацією, принцип роботи, світовий досвід, інтелектуальний трансформатор.

### Вступ.

В даний момент виникає питання, чи потрібно у наш складний час, удосконалювати старі і проваджувати нові технології в електроенергетиці. З появою нових міжнародних стандартів і прогресу розвитку сучасних інформаційних технологій відкриваються нові можливості інноваційних підходів до вирішення завдань автоматизації і управління енергооб'єктами, що дозволяє створити підстанцію нового типу - цифрову (ЦПС).

В світі почалося масове впровадження рішень класу «Цифрова підстанція», вводяться в експлуатацію додатки автоматизованих систем технологічного управління. Застосування технології «цифрової підстанції» повинно дозволити в майбутньому істотно скоротити витрати на проектування, пуско-наладку, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

**Мета та завдання досліджень. Мета.** Провести комплексний аналіз проектування та реалізація в енергосистемі України автоматизованої системи управління цифровими підстанціями, що є передумовою для забезпечення ефективної роботи сучасної електромережі.

**Завдання.** Дослідити сучасні інформаційні технології та інноваційні підходи до вирішення завдань автоматизації та управління енергооб'єктами, що дозволяють створювати підстанції нового типу.

### Матеріал і результати досліджень.

На відміну від аналогової ПС, що використовує обмін електричними дискретними/аналоговими сигналами, ЦПС базується на «цифровій» взаємодії всіх підстанційних елементів.

Побудова ЦПС передбачає:

- підвищення надійності функціонування обладнання;
- зниження витрат на експлуатацію обладнання;
- підвищення ефективності використання основного обладнання.

На рис. 1 наведено принцип взаємодії обладнання ЦПС [1, 2].

Для повної «цифрової» взаємодії в ЦПС необхідно рішення багатьох задач.

Наведемо кілька основних:

- перехід від електромагнітних вимірювальних перетворювачів (трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН)) до перетворювачів з цифровим виходом. В якості останніх вже зараз використовуються оптичні ТС, котушки Роговського. У випадку неможливості використання вимірювальних перетворювачів з цифровими виходами, використовуються спеціальні пристрої SAMU - «stand alone merging unit». Вони забезпечують ввімкнення електромагнітного ТС або ТН в інфраструктуру передачі даних з використанням стандарту IEC TR 61850-90-3. Цей підхід дозволяє реалізувати усі необхідні функції релейного захисту для цифрової підстанції. Окрім того, будь-який вимірний аналоговий сигнал стає доступним будь-якому цифровому пристрою на даній підстанції з необхідною точністю;

- уніфікація протоколів обміну інформацією. Вже зараз переважна більшість мікропроцесорних пристроїв на підстанції використовують єдиний протокол обміну інформацією IEC-61850. Даний протокол

окрім уніфікації забезпечує побудову однотипної інформаційної моделі даних кожного окремого пристрою, єдиної моделі підстанції, протоколи вертикального (MMS) та горизонтального (GOOSE) обміну, протоколи передачі миттєвих значень струмів та напруги (SV). Всі інформаційні зв'язки на таких підстанціях виконуються цифровими по єдиній шині процесу. Це відкриває можливість швидкого прямого обміну інформацією між пристроями, що в кінцевому рахунку дає можливість скорочення числа мідних кабельних зв'язків і числа пристроїв, а також більш компактного їх розташування.

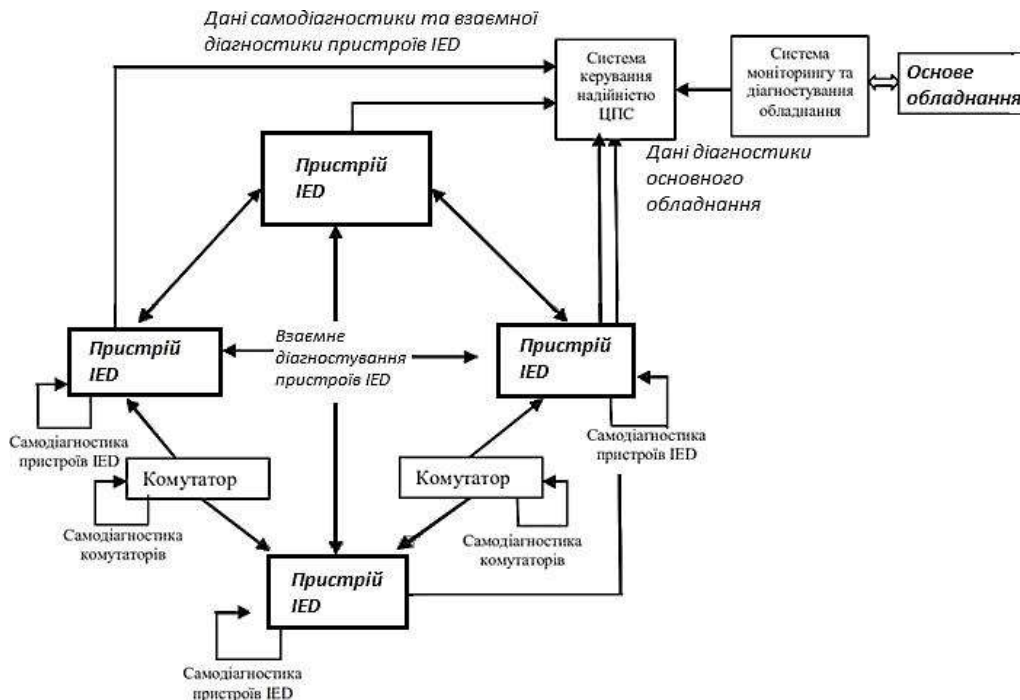


Рисунок 1 — Принцип взаємодії обладнання ЦПС

В табл. 1 наведено результати порівняльного аналізу відмінностей ЦПС та аналогових ПС.

Таблиця 1 — Відмінності ЦПС та аналогових ПС

Параметр/Підстанція	Аналогова	Цифрова
Первинна цифрова обробка сигналів	Ні	Так
Насичення та ферорезонанс в ТС та ТН	Так	Ні
Вплив силового обладнання на вторинні кола	Так	Ні
Надійність та якість передачі сигналів	Низька	Висока
Кількість кабельно-провідникової продукції	Велика	Невелика
Вибухонебезпечність ТС	Так	Ні
Затрати на монтаж та експлуатацію устаткування	Високі	Низькі

Переваги цифрової підстанції:

- швидкодія, перешкодозахищеність, висока пожежо-вибухобезпечність і екологічність;
- використання інноваційних та сучасних стандартів і рішень забезпечують сумісність різних (IEC 61850);
- підвищення точності вимірювань;
- значно менше загальна кількість і номенклатуру обладнання в складі програмно технічного комплексу (ПТК), що знижує обсяг профілактичного обслуговування, скорочує час відновлення працездатності;
- значне скорочення кабельних зв'язків;
- скорочення монтажних і налагоджувальних робіт на 40%, простота;
- проекування, експлуатації та обслуговування, зменшення розмірів ПС;
- зниження кількості модулів вводу / виводу на пристроях АСУ ТП і РЗА;

-зниження вартості компонування конструктиву шафи системи ТМ / АСУ ТП(кабельна продукція, клемні колодки та ін.).

Фактори які впливають на надійність ЦПС:

а) надійність ЛОМ: структура (архітектура побудови і методи резервування) і надійність окремих елементів мережі;

б) надійність окремих пристроїв:

1) нові елементи: виносні ПЗВ і цифрові трансформатори струму і напруги (оптичні і електронні);

2) традиційні інтелектуальні електронні пристрою: контролери АСУТП, РЗА, ПА, АСКОВЕ. Зазнали істотних змін як в частині введення вихідних даних (прийом GOOSE і SV), так і в частині логічної обробки. Необхідно враховувати затримки в передачі миттєвих значень струму і напруги, затримки передачі GOOSE повідомлень ряд інших проблем пов'язаних з мережевої природою технологій цифровий підстанції.

в) надійність системи єдиного часу: Для цифрових підстанцій надійність синхронізації є критично важливою для роботи частини елементів (наприклад, для цифрових трансформаторів струму і напруги).

г) надійність «людського» фактору. Забезпечення функціональної надійності лягає як на виробників, в частині створення надійних пристроїв, так і на персонал, якому необхідно правильно здійснити налаштування і експлуатацію закладеного функціоналу. При переході до цифрових підстанцій, змінюються підходи до проектування і налагодження обладнання.

д) надійність архітектури побудови ЦПС. На надійність ЦПС впливає сукупність архітектурних рішень при побудові систем автоматизації і управління (централізована- децентралізована, з суміщенням в різних функцій автоматизації і управління та інші).

Першим великим пілотним проектом по впровадженню стандарту IEC 61850-9-2 стала підстанція TVA Bradley 500 кВ в США. Мета проекту полягала в перевірці сумісності реалізації стандарту IEC 61850 в пристроях різних виробників. Реалізація проекту дозволила поліпшити сумісність між пристроями різних виробників, підвищити кваліфікацію персоналу мережевої компанії в частині IEC 61850-9-2, а також виявити проблеми, що виникають при впровадженні стандарту.

На підстанції Alcala de Henares в Іспанії проведено експериментальне впровадження шини процесу в частині передачі дискретної інформації. Вся інформація про стан комутаційних апаратів, а також команди управління комутаційними апаратами передавалися по цифрових каналах зв'язку за допомогою GOOSE повідомлень.

На підстанції Osbaldwick 400 кВ у Великобританії проводилися експерименти, мета яких полягала в порівнянні тимчасових характеристик мікропроцесорної релейного захисту (МІПРЗА) на базі традиційних трансформаторів струму і МІПРЗА на базі цифрових трансформаторів струму з використанням пристроїв, що передають інформацію про миттєвих значеннях струмів і напруги по протоколу IEC 61850-9-2.

Великий розвиток цифрові підстанції отримали в Китаї. Вже в 2006 р. була введена в експлуатацію цифрова підстанція 110 кВ Qujing, Yunnan. А до 2009 р. Китай зайняв лідируюче місце в світі по проектуванню ЦПС, який щорічно вводить в експлуатацію десятки таких ПС.

В табл. 2 наведено міжнародний досвід спорудження таких підстанцій

Таблиця 2 – Міжнародний досвід впровадження ЦПС

Країна	Тип проєкта	Кількість	Примітка
Китай	Серійне впровадження	100+	Впроваджуються в основному розробки китайських фірм
США, Канада	Пілотні проєкти	До 10 проєктів	Реалізовані
Європа	Пілотні проєкти	Одиничні проєкти в Іспанії, Франції та ін.	Реалізовані
Україна	Пілотні проєкти	1-2	В процесі реалізації пілотний проєкт в «ДТЕК Київські електромережі»

Цифрова підстанція – одна із базових технологій Smart Grid. В основу побудови цифрової підстанції покладено заміну численних зв'язків, виконаних проводами, для обміну традиційними аналоговими і дискретними сигналами на уніфікований обмін цифровими повідомленнями, які забезпечують можливість розподіленої реалізації функцій системи автоматизації підстанції і повну функціональну сумісність інтелектуальних електронних пристроїв різних виробників.

Найбільш повно сьогодні для практичної реалізації відпрацьовано питання обміну інформацією в рамках стандарту IEC 61850-9-2 для таких пристроїв і підсистем підстанції, як вимірювальні трансформатори струму і напруги, комутаційні апарати, мікропроцесорні термінали релейного захисту та

автоматики, АСДУ. При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання і в першу чергу силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтувальних реакторів, вимикачів розглядаються в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики.

На рис. 2 наведено принцип роботи класичної та цифрової підстанції [3].



Рисунок 2 - Принцип роботи класичної та цифрової підстанції

Передбачається, що в «розумних» мережах з необслуговуваними підстанціями буде встановлено «інтелектуальні» трансформатори, під якими розуміються трансформатори, які забезпечують максимально можливий контроль стану всіх систем (активної частини, масла, ввідів, системи охолодження, РПН, технологічних захистів), самодіагностику і видачу рекомендацій щодо подальших дій у разі появи пошкодження, яке розвивається, або його ненормованого впливу на трансформатор.

Принципово важливим є те, що при цьому трансформатор має забезпечувати всі режими управління своїми регульованими пристроями (РПН) – автоматичний, ручний місцевий і ручний дистанційний, у тому числі з віддалених центрів управління, з повним контролем правильності виконання команд.

«Інтелектуальний» трансформатор має забезпечувати профілактичну діагностику (самодіагностику) з використанням аналітичного програмного забезпечення на основі показників датчиків, автоматичне управління системою охолодження і автоматичне регулювання напруги під навантаженням залежно від відповідної інформації щодо його зміни енергомережі зони обслуговування підстанції. На рис. 3. зображено подібний трансформатор виробництва компанії «АВВ»

Система автоматизації енергооб'єкта, побудована за технологією «цифрова підстанція», ділиться на три рівні: «польовий» (рівень процесу), рівень приєднання, станційний.

«Польовий» рівень складається з первинних датчиків для збору як дискретної інформації та передачі команд управління на комутаційні апарати (micro RTU), так і аналогової інформації.

Рівень приєднання об'єднує інтелектуальні електронні пристрої (ІЕУ) управління та моніторингу (контролер приєднання, багатофункціональні вимірювальні прилади, лічильники АСКОЕ, системи моніторингу та трансформаторного устаткування тощо), а також термінали РЗА і локальної ПА.

«Станційний» рівень включає в себе: сервери верхнього рівня (бази даних, SCADA, телемеханіки, збору та передачі технологічної інформації тощо, а також концентратор даних); автоматизоване робоче місце оперативного персоналу (АРМ ОП) підстанції.

Цифрові вимірювальні трансформатори передають миттєві значення напруги і струмів за протоколом IEC 61850-9-2 пристроям рівня приєднання. Існує два види таких трансформаторів: оптичні та електронні.

Оптичні трансформатори мають більшу перевагу в разі створення систем управління та автоматизації ЦПС, оскільки вони працюють за інноваційним принципом вимірювання, який унеможливує вплив електромагнітних перешкод. Електронні вимірювальні трансформатори створено на базі традиційних трансформаторів, в яких задіяно спеціалізовані аналогово-цифрові перетворювачі.

Дані про становище комутаційних апаратів та інша дискретна інформація (положення ключів режиму управління, стан ланцюгів обігрівання приводів тощо) збираються за допомогою виносних модулів ПЗО, установлених у безпосередній близькості від комутаційних апаратів. Ці модулі мають релейні виходи для управління комутаційними апаратами і синхронізуються з високою точністю. Дані від виносних модулів ПЗО передаються по волоконно-оптичному зв'язку – частини шини процесу за протоколом IEC 61850-8-1 (GOOSE), команди управління на комутаційні апарати – також через модулі відповідно з цим протоколом.





Рисунок 3 - *Інтелектуальний трансформатор*

Силове обладнання оснащується набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУТП без використання дискретних входів і датчиків на струм 4–20 мА.

Сучасні комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРУЕ – виносними ПЗО для збору дискретних сигналів. Цифрові датчики розміщують в КРУЕ на заводі-виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

Крім того, до особливостей побудови системи автоматизації енергооб'єкта відноситься об'єднання середнього (концентраторів даних) і верхнього (сервера і АРМ) рівнів у єдиний станційний. Це пов'язано з тим, що дані передаються за спільним протоколом (стандарт IEC 61850-8-1), оскільки середній рівень, який раніше перетворював інформацію в єдиний формат для інтегрованої АСУТП, поступово втрачає своє призначення.

Рівень «приєднання» включає в себе ІЕП, які отримують інформацію від пристроїв «польового» рівня, логічно її обробляють і передають керуючі впливи через пристрої «польового» рівня на первинне обладнання, а також на станційний рівень. До цих пристроїв відносяться контролери приєднання, термінали МП РЗА та інші багатофункціональні МП-пристрої.

Однією з складових цифрової підстанції являється цифрове проектування. Цифрове проектування це не просто креслення в електронному вигляді, а можливість створення такої проектної документації, яку можна буде завантажувати безпосередньо в пристрій у вигляді файлів конфігурації. Це дає нам вихід на істотно вищий рівень типування технічних рішень, а як наслідок – зниження кількості помилок, аварій, підвищення надійності.

Крім того, цифрова передача даних між пристроями це можливість по-новому поглянути на апаратний склад цих систем. Слід зазначити, що в Україні спеціалістами ДП «НЕК «Укренерго» проведено аналіз світових підходів до побудови ЦПС та сформовано вимоги до проектування ЦПС. Ці вимоги викладені в СОУ НЕК 20.261:2018.

Згідно даного документу можна виділити кілька вимог до цифрового обладнання:

1. Всі цифрові пристрої на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, вимірювання, реєстратори аварійних процесів повинні підтримувати протокол обміну IEC-61850.
2. Всі цифрові пристрої на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, вимірювання, реєстратори аварійних процесів повинні мати 2 ethernet-порти з підтримкою протоколу IEC-61850.
3. Всі цифрові пристрої на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, вимірювання, реєстратори аварійних процесів повинні забезпечувати синхронізацію за протоколом синхронізації часу IEEE 1588v2 (PTP) – не гірше 1 мкс.
4. Всі цифрові пристрої керування на підстанції, у т.ч. і МП РЗА, реєстратори аварійних процесів повинні підтримувати резервування за стандартами PRP або HSR. Що передбачає нульовий час на відновлення.
5. Всі цифрові комутатори на підстанції повинні підтримувати протокол IEC-61850, синхронізацію за протоколом синхронізації часу IEEE 1588v2 (PTP), резервування за стандартами PRP або HSR.

Багато технічних рішень на енергооб'єктах приймаються, виходячи з необхідності мати розділені один від одного системи з різним функціональним призначенням. Однак коли мова йде про «цифру» і,

зокрема, про «оптику», де немає прямого гальванічного зв'язку між різними пристроями, все стає інакше, з'являється необхідність переглянути прийняті нормативи і об'єднати первинні вимірювання для всіх підсистем на єдиній шині.

Нарешті, цифрова передача даних це ще і можливість додавання нових функційв існуючу систему без необхідності її переробки. Можна порівняти це з сучасною електронікою, коли на ту ж апаратну платформу встановлюється нове програмне забезпечення, відкриває доступ до нових функціональних можливостей. Саме в цьому можна побачити потенціал розвитку і створення рішень, що дозволяють набагато ефективніше використовувати інформацію про роботу обладнання, проводити його діагностику під час його роботи, оптимізувати або повністю автоматизувати проведення планових випробувань обладнання. Реалізація такого проектування реалізується за допомогою програмного пакету SCADA.

Одночасний перехід на цифрову передачу даних в рамках всього об'єкта є досить складним завданням. Для частково реконструйованих і розширюваних ПС пропонується комбіноване технічне рішення, яке забезпечує для нових і реконструйованих приєднань повний обсяг функцій АСУ ТП, а для існуючих приєднань – функції СЗПІ (збір дискретних сигналів і вимірювання з прямим введенням).

Комплексний підхід до створення систем автоматизації і рішень для ЦПС включає в себе:

- єдину концепцію створення систем телемеханіки, автоматики і цифрових систем з можливістю поетапного розвитку;

- максимальну сумісність рішень по ЦПС з існуючими і багаторазово впроваджуваними рішеннями по автоматизованим системам управління трансформаторними підстанціями (АСУ ТП), (РЗА), системою збору і передавання інформації (СЗПІ);

- відповідність міжнародним стандартам;

- визначення пріоритетів впровадження різних елементів ЦПС, виходячи з витрат і очікуваного ефекту;

- оптимізацію архітектури ЦПС для досягнення максимального економічного ефекту за рахунок застосування багатофункціональних пристроїв/

Перехід до цифрової підстанції відбувається поетапно.

На першому етапі встановлюються мікропроцесорні системи захисту з урахуванням вимог стандарту IEC 61850. При цьому реалізується передача даних між терміналами по цифровому інтерфейсу Ethernet за допомогою протоколу Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) – повідомлень для пристроїв у мережах високої напруги зображено на рис. 4 [3] як архітектура системи зв'язку між двома ЦП.

Протокол, описаний в IEC 61850-8-1, для передачі даних за технологією «видавець-передплатники», призначений для передачі ширококомовних повідомлень (дискретних сигналів) про події на ПС.

Між собою пристрої обмінюються даними по шині процесу, аналогічно відбувається і обмін інформацією з первинними перетворювачами дискретних і аналогових сигналів:

- дискретна інформація по протоколу IEC 61850-8-1 (GOOSE);

- аналогова інформація по протоколу IEC 61850-9-2 (SV).

При цьому реалізується передача даних між терміналами по цифровому інтерфейсу Ethernet за допомогою GOOSE-повідомлень для пристроїв в мережах високої напруги. Для середньої напруги передачу даних можна залишати без змін і виконувати її по контрольному кабелю при здійсненні передачі даних в АСУ ТП відповідно до рекомендацій IEC 61850.

У разі поетапного переходу пристрої РЗА на об'єкті необхідно встановлювати з підтримкою класичної та цифрової схеми вимірювань.

На другому етапі здійснюється: заміна або додаткове встановлення нових вимірювальних трансформаторів струму і напруги, для цифрової ПС можуть використовуватися оптичні датчики струму і напруги на основі магніточутливого оптоволокна. При реконструкції ПС допускається використовувати вимірювальні ТС і ТН з аналоговим виходом з використанням цифрових перетворювачів при відповідному економічному обґрунтуванні переходу. Дискретні виходи, які призначено для передачі команд управління на приводи комутаційних апаратів, залишаються задіяними для дублювання цифрової передачі під час управління.

На останньому етапі здійснюються заміна первинного обладнання енергооб'єкта, а також модернізація інших систем: щитків власних потреб (ЩВП), впроваджуються системи діагностики первинного обладнання тощо.

У разі модернізації існуючої підстанції, заміни її силового обладнання для збору «оцифрування» її первинної інформації застосовують виносні шафи ПЗО (пристрої зв'язку з об'єктом). При цьому виносні ПЗО, крім плат дискретного введення/виведення, містять плати прямого аналогового виведення даних (1/5 А), які дозволяють збирати, оцифровувати і видавати відповідно до протоколу IEC 61850-9-2 дані, які надходять від ТС і ТН.

У подальшому повна або часткова заміна первинного обладнання, у тому числі вимірювальних електромагнітних трансформаторів на оптичні, не призводитиме до зміни рівня приєднання та підстанційного рівня. У разі використання КРУЕ існує можливість суміщення функцій виносного ПЗО, аналогового мультипроцесора Merging Unit і контролера приєднання. Таке суміщення пристроїв, які встановлюються в шафі керування КРУЕ, дозволяє оцифровувати всю вихідну інформацію (аналогову або дискретну), а також виконувати функції контролера приєднання та резервного місцевого управління.

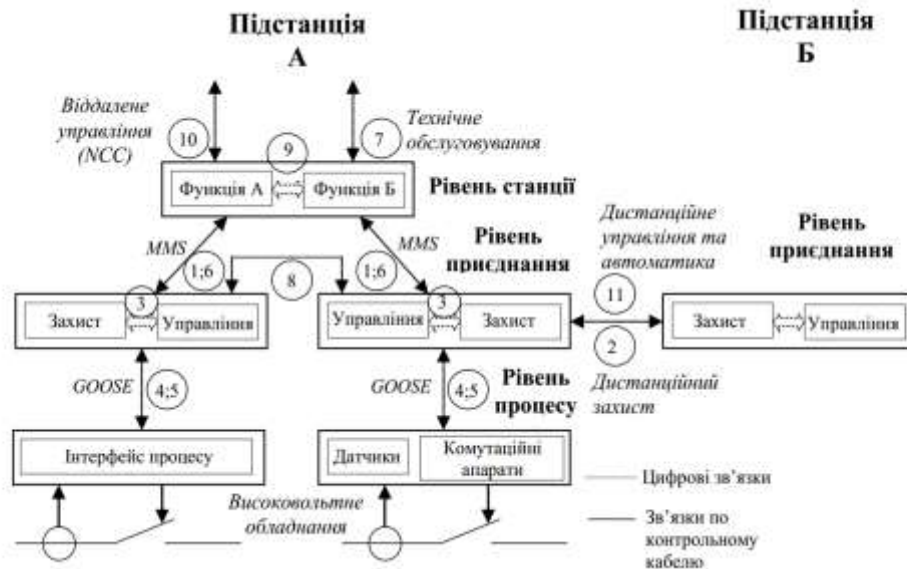


Рисунок 4 – Архітектура системи зв'язку між двома ЦП

Силове обладнання оснащується набором цифрових датчиків. Існують спеціалізовані системи для моніторингу трансформаторного і елегазового обладнання, які мають цифровий інтерфейс для інтеграції в АСУ ТП без використання дискретних входів і датчиків 4-20 мА. Сучасні КРПЕ (Комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією) оснащуються вбудованими цифровими трансформаторами струму і напруги, а шафи управління в КРПЕ дозволяють встановлювати виносні ПЗО для збору дискретних сигналів. Установка цифрових датчиків в КРПЕ проводиться на заводі-виробнику, що дозволяє спростити процес проектування, а також монтажні та налагоджувальні роботи на об'єкті.

З появою стандарту IEC 61850 ряд виробників почали випускати відповідну продукцію для ЦПС. Сьогодні у світі реалізовано цілий ряд проектів, пов'язаних із застосуванням зазначеного стандарту, які показали переваги цієї технології.

#### Висновки.

1. Робота енергетичної галузі в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності і цілісності. Точність і достовірність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами застосовуваної інформаційно-вимірювальної техніки, а також принципами її використання.

2. Перехід на цифрові підстанції дозволить забезпечити точність, достовірність та одночасність представлення інформації. При цьому вирішуються питання аналізу та контролю внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

3. При розгляді цифрових систем управління, розроблених на основі серії протоколів IEC 61850, були виділені такі головні переваги:

- скорочення часу і вартості впровадження інтелектуальних пристроїв в системи управління розподільними мережами;
- оптимізація обладнання та зниження кількості виїздів на об'єкти;
- підвищення спостережливості і керованості ділянок середньої і низької напруги мережі, в тому числі областей розподіленої генерації.

4. Можна сказати, що на даний момент з урахуванням великого числа як технічних, так і економічних труднощів, і наявності рішень, опрацьованих і випробуваних, процес введення в дію ЦПС набуває досить швидких темпів. Але в Україні цей процес гальмується. В першу чергу, за рахунок високої вартості імпортного обладнання. Процес доведення вітчизняних МП РЗА та реєстраторів до вимог СОУ НЕК 20.261:2018 йде, але поетапний перехід від класичної до цифрової підстанції, яка базується на IEC 61850, дозволяє зменшити загальну вартість підстанції. Зменшений розмір і вага вимірювальних трансформаторів, цифрових приладів захисту і контролю забезпечують привабливі переваги, дозволяючи будівництво компактних підстанцій, обмежених розмірів.

**Список використаної літератури**

1. Цифрова підстанція. Переваги та особливості / М.Ф. Сопель, С.П. Денисюк, О.В. Сподинський // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України: Зб. наук. пр. — К.: ІЕД НАНУ, 2011. — Вип 30. — С. 14-17. — Бібліогр.: 7 назв. — укр.

2. ЦИФРОВІ ПІДСТАНЦІЇ. АНАЛІЗ ТА ЇХ ТЕНДЕНЦІЇ ВПРАВАДЖЕННЯ В УКРАЇНІ Дмитренко О.О., Мудрик В.І./Цифровий ресурс – Режим доступу: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwig-7vK5NyBAxUhJBAIHb-2CWQQFnoECAoQAQ&url=http%3A%2F%2Fjour.fea.kpi.ua%2Farticle%2Fdownload%2F196532%2F196780&usg=AOvVaw2Doq0WaBo0W9TMOF4hVaRm&opi=89978449> – 04.10.2023 р.

3. Від класичної до цифрової підстанції / О. Г. Гриб [та ін.] // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Сер. : Гідравлічні машини та гідроагрегати = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser. : Hydraulic machines and hydraulic units : зб. наук. пр. – Харків : НТУ "ХПІ", 2021. – № 1. – С. 88-94.

**T. Drubetska**<sup>1</sup>, Cand.Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-8580-9719

**D. Zemskyi**<sup>1</sup>, PhD, ORCID 0000-0003-4322-0727

**V. Shmelova**<sup>1</sup>, student

**V. Artemchuk**<sup>2</sup>, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-6056-5834

<sup>1</sup>Ukrainian State University of Science and Technologies

<sup>2</sup>Engineering Institute of Zaporizhzhia National University

**DEVELOPMENT OF DIGITAL SUBSTATION CONSTRUCTION TECHNOLOGIES**

*The development of technologies for the construction of digital substations is discussed in the article. The construction of a digital substation provides the following advantages. There are increasing the reliability of the equipment's functioning; reducing the costs of operating the equipment; increasing the efficiency of the use of the main equipment.*

*Modern information technologies and innovative approaches to solving the tasks of automation and management of power facilities, which allow creating new type substations, have been studied.*

*The principle of interaction of digital substation equipment is given.*

*The differences between digital substations and analog substations are shown. The principle of operation of classical and digital substations is presented.*

*The international experience of implementing digital substations is described.*

*Digital substation is one of the basic technologies of Smart Grid. The basis of the construction of a digital substation is the replacement of numerous connections made by wires for the exchange of traditional analog and discrete signals with a unified exchange of digital messages, which provide the possibility of distributed implementation of the functions of the substation automation system and full functional compatibility of intelligent electronic devices of various manufacturers.*

*The concept of "Intelligent" transformer is disclosed.*

*A step-by-step transition to a digital substation is presented.*

**Keywords:** digital substation, reliability, information exchange protocol, principle of operation, world experience, intelligent transformer.

**References**

1. Digital substation. Advantages and features / M.F. Sopol, S.P. Denisyuk, O.V. Spodynskyi // Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine: Collection. of science pr. — K.: IED NANU, 2011. — Issue 30. — P. 14-17. — Bibliography: 7 titles. — Ukrainian

2. DIGITAL SUBSTATIONS. ANALYSIS AND THEIR TRENDS OF IMPLEMENTATION IN UKRAINE Dmytrenko O.O., Mudryk V.I./Digital resource - Access mode: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwig-7vK5NyBAxUhJBAIHb-2CWQQFnoECAoQAQ&url=http%3A%2F%2Fjour.fea.kpi.ua%2Farticle%2Fdownload%2F196532%2F196780&usg=AOvVaw2Doq0WaBo0W9TMOF4hVaRm&opi=89978449> – 04.10.2023

3. From a classical to a digital substation / O. H. Hryb [et al.] // Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser. : Hydraulic machines and hydraulic units = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Ser. : Hydraulic machines and hydraulic units : coll. of science pr. – Kharkiv: NTU "KhPI", 2021. – No. 1. – P. 88-94.

Надійшла: 13.11.2023

Received: 13.11.2023

П.Д. Лежнюк<sup>1</sup>, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000 0002 9366 3553  
В.О. Комар<sup>1</sup>, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000 0003 4969 8553  
І.О. Гунько<sup>1</sup>, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0003-2868-4056  
К.О. Повстанко<sup>1</sup>, аспірантка, ORCID 0000 0002 5501 662X  
<sup>1</sup>Вінницький національний технічний університет

## ГАРАНТІЙНЕ ПОХОДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

*Робота присвячена розробленню методу визначення частки електроенергії, що генерується відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), в перетоках електроенергії вітками електричної мережі. В основу методу покладено математичну модель електричної мережі, в якій для визначення потоків електроенергії у вітках електричної мережі використовуються коефіцієнти розподілу струмів у вітках схеми від вузлів з ВДЕ та вузлові напруги. В результаті формується матриця коефіцієнтів розподілу потужності вузлів генерування ВДЕ по вузлах навантаження електричної мережі. Таким чином визначається та складова потужності навантаження, яка залежить від потужності у вузлах схеми з ВДЕ. Напруги під час формування матриці розподілу потужності ВДЕ визначаються за результатами розрахунку ustalених режимів електричної мережі або за даними вимірювання АСКОЕ.*

*Оскільки актуальним є формування локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) на основі ВДЕ, то розглянуто ЛЕС як балансуєчу групу в складі електроенергетичної системи (ЕЕС), яка за певних умов може функціонувати як автономна. Показано, що для цього в ЛЕС повинна бути утворена система резервування ВДЕ через залежність їх від природних умов і, відповідно, нестабільність їх генерування електроенергії. Коли ЛЕС працює в складі ЕЕС, то, як правило, використовується загально системний резерв (в основному це маневрені потужності теплових і гідроелектростанцій). Щоб ЛЕС могла працювати як автономна, то пропонується використовувати доступні на сьогодні інші засоби резервування потужності: електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі і біогазові технології. Ефективним є спосіб узгодження графіків генерування ВДЕ в ЛЕС з графіками навантаження активних споживачів.*

*На прикладі показано, що за дефіциту потужності в ЛЕС можуть використовуватись розміщені в електричній мережі ВДЕ. Значення необхідної потужності у вузлі приєднання ЛЕС, потоки електроенергії у вітках, що з'єднують ЛЕС і ВДЕ мережі, та втрати електроенергії в них визначаються за пропонуваним методом.*

**Ключові слова:** локальна електроенергетична система, відновлювані джерела енергії, нестабільне генерування, електроспоживання, гарантії походження електроенергії.

### Вступ

Прогрес технологій робить рішення для виробництва та зберігання енергії, виробленої на електричних станціях, що використовують відновлювані енергоносії, доступнішими для споживачів та дає їм змогу стати відповідальними учасниками енергетичного процесу. В Україні використання гарантій походження зеленої електроенергії стає дедалі вагомішим інструментом для споживачів, які прагнуть зменшити вплив свого енергоспоживання на зміну клімату та перейти на більш екологічні джерела енергії. Гарантії походження (ГП) є інструментом підтвердження походження електроенергії, що продається на роздрібному ринку [1, 2]. Вони є основою для розрахунків викидів парникових газів та звітування щодо викидів вуглецю і, на сьогодні, є найбільш затребуваним європейськими підприємствами.

Для подальшої розбудови ВДЕ та оптимального інтегрування їх в електричній мережі необхідно продовжувати створювати умови, які б сприяли формуванню зацікавленості в цьому процесі як виробників електроенергії, так і підприємства розподільних мереж та споживачів. Щодо споживачів, то вони мають бути впевнені в джерелі електроенергії, його надійності і перспективі розбудови в майбутньому. Звідси слідує вимога до гарантованого походження електроенергії. Має бути підхід, який ґрунтується на розрахунках згідно законів електротехніки. Результатами розрахунків повинна бути складова потоку електроенергії у кожній вітці електричної мережі, яка належить певному ВДЕ. В заданому вузлі мережі структурується кількість електроенергії, що надійшла від ВДЕ. У вітках мережі визначаються втрати електроенергії від перетоків у них електроенергії, згенерованої ВДЕ.

Найвні рішення для маркування електроенергії на основі сертифікатів мають низку проблем. Вони часто не точно відображають викиди вуглецю, не забезпечують прозорості та можливості перевірки для кінцевих споживачів оскільки не враховують фізичні процеси у системі маркування. Для вирішення цієї проблеми необхідні методи визначення частки навантаження кожного вузла електричної мережі, що

забезпечується певним джерелом електроенергії, використовуючи закони електротехніки. Це дозволить уникнути суб'єктивності і розробити дієвий інструмент підтвердження обсягів електроенергії у гарантіях її походження з урахуванням фізичних процесів електричних мереж [3].

Складність задачі полягає в тому, що в електричних мережах, до яких приєднуються відновлювані джерела електроенергії (ВДЕ), в певній мірі можуть оцінити наслідки цього процесу. Це стосується того, що змінюються перетоки електроенергії у вітках мережі, змінюються такі її техніко-економічні показники як втрати електроенергії, в тому числі, від ВДЕ, надійність електропостачання і якість електроенергії. Ключем до вирішення проблем може бути моніторинг щодо вироблення і перетікання електроенергії в електричних мережах від ВДЕ. Для цього необхідно метод та засоби оцінювання частки електроспоживання заданого споживача, яка забезпечується з ВДЕ. Його застосування на етапі ідентифікації походження електроенергії, забезпечить енергоефективне керування фізичними процесами в електричних мережах та сприятиме обґрунтованому підвищенню довіри споживачів до електропостачання від ВДЕ. Разом з тим формуватиметься відповідальність споживачів за електроенергію, яку він отримує з електричних мереж. Йдеться не тільки про якість електроенергії, а й про її походження.

Так склалося, що на сьогодні з різних причин важливим є формування локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) на основі ВДЕ з переходом їх на автономний режим роботи в нормальному, аварійному та воєнному станах, а для цього необхідно бути впевненим в гарантії походження електроенергії. Важливою проблемою є визначення в балансі ЛЕС частки потужності та електроенергії, виробленої з ВДЕ. В ринкових умовах постає необхідність визначити також кількість електроенергії, яка споживається окремими споживачами. Це дозволяє розв'язувати такі перспективні завдання як формування кооперативів для енергозабезпечення селищних громад та інших об'єднань на основі ВДЕ [4]. Для того, щоб забезпечити потенційно можливість роботи ЛЕС в автономному режимі, необхідно створити в ній умови для балансу потужності та електроенергії. Це вимагає використання в ЛЕС сучасних засобів резервування нестабільності генерування фото та вітрових електростанцій. Ними можуть бути електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі технології, біогазові технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії, тощо. Завдання полягає тільки в тому, що серед можливих засобів необхідно вибрати ті, які є найбільш технічно ефективними та оптимальними щодо витрат [5, 6].

**Метою** статті є розроблення методу визначення частки перетікань потужності вітками електричної мережі до певного вузла навантаження від відновлюваних джерел енергії на прикладі локальної електроенергетичної системи.

### **Локальна електроенергетична система з різними джерелами енергії**

На рис. 1 наведено приклад локальної електроенергетичної системи (ЛЕС), яка може бути окремою балансувальною групою в складі електроенергетичної системи (ЕЕС) з тепловими, атомними і гідро електростанціями. ЛЕС сформована на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). За певних умов такі ЛЕС можуть зберігати працездатність і забезпечити електропостачання споживачів в автономному режимі. В цьому випадку вирішується проблема балансування потужності та електроенергії в ЛЕС. Якщо в ЛЕС споживання електроенергії та її генерування відновлюваними джерелами енергії співрозмірні між собою, то в ній реалізується принцип – те, що генерується, споживається власними споживачами. Разом з тим ЛЕС є частиною електроенергетичної системи.

Джерелами електроенергії в ЛЕС можуть бути малі гідроелектростанції (МГЕС), фотоелектричні та вітрові електростанції (ФЕС, ВЕС), вироблення якими електроенергії є нестабільним через залежність від природних умов. Тому в структурі ЛЕС з ВДЕ передбачена система накопичення енергії, запаси якої достатні для компенсації нестабільності генерування та балансування режиму. В ЛЕС задіяні, як резерв, існуючі в ЕЕС маневрені потужності, електрохімічні накопичувачі, водневі технології та біогазові установки. Використовується також спосіб узгодження в ЛЕС графіків генерування і споживання електроенергії за рахунок активних споживачів.

В залежності від технічних і фінансово-економічних можливостей ЛЕС можуть формуватися по різному. Основними є два варіанти: існує інфраструктура з розвиненим електроспоживанням і навколо розбудовується система розосередженого генерування; ЛЕС проектується і будується практично з «нуля» зі споживачем електроенергії і його енергозабезпеченням. Існують реальні приклади. Наприклад, діюча птахофабрика як комплекс з відгодівлею і переробленням сировини, комбікормовий завод, елеватори та ін. загальною потужністю в середньому 30 МВА з живленням від ЕЕС на напрузі 110 кВ. Інший варіант – проектується база відпочинку з окремими повністю електрифікованими будинками, ФЕС і лінією електропередачі від ЕЕС. Як для першого, так і другого варіантів характерною є поетапна розбудова в ЛЕС відновлюваних джерел енергії і засобів резервування їх нестабільного генерування. Виникає питання щодо обґрунтування їх складу, потужності і смності, а також черговості впровадження [5].

За певних умов, під час втрати зв'язків з ЕЕС, ЛЕС може функціонувати в автономному режимі. В неї входять джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Джерелами

електроенергії є ФЕС, ВЕС, малі гідроелектростанції (МГЕС), дизель генератори (ДГ), біогазові установки (БГУ) з когенераційними установками. ЛЕС під'єднана до ЕЕС, в склад якої входять атомні електричні станції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС). В ЛЕС може також використовуватися електроенергія, яка вироблена на ВДЕ, що не входять в неї, але електрично з нею зв'язані. В залежності від стану і можливостей власних джерел живлення і споживання ЛЕС може брати або передавати електроенергію в ЕЕС.



Рисунок 1- Структура локальної електроенергетичної системи

Як накопичувачі і перетворювачі електроенергії в інші види енергії і навпаки використовуються електрохімічні накопичувачі (ЕХН), водневі і біогазові установки. Водневі технології призначені шляхом електролізу виробляти водень, який може для підтримання балансу електроенергії в ЛЕС використовуватися для вироблення електроенергії. Споживачами електроенергії в ЛЕС є промислове і комунально-побутове навантаження, а також водневі технології та ЕХН в режимі заряду.

Баланс електроенергії в ЛЕС, як в балансуєчій групі, записується:

$$\pm P_{ЕЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) + P_{ФЕС}(t) + P_{ВЕС}(t) + P_{МГЕС}(t) + P_{БГУ}(t) \pm P_{\theta}(t) \pm P_x(t) - P_{cn}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (1)$$

де  $P_{ЕЕС}(t)$  – потужність ЕЕС;  $P_{ВДЕ}(t)$  – потужність ВДЕ за межами ЛЕС;  $P_{ФЕС}(t)$  – потужність ФЕС;  $P_{ВЕС}(t)$  – потужність ВЕС;  $P_{МГЕС}(t)$  – потужність малих гідроелектростанцій;  $P_{БГУ}(t)$  – електрична потужність когенераційних установок;  $P_{\theta}(t)$  – потужність водневих установок;  $P_x(t)$  – потужність електрохімічних накопичувачів;  $P_{cn}(t)$  – потужність споживачів електроенергії, в тому числі «активних»;  $\Delta P(t)$  – технологічні витрати в електричних мережах.

Вибір складу способів і засобів для резервування та балансування режимів ЛЕС є оптимізаційною задачею. Критерієм оптимальності є сумарні витрати на резервування потужності несталою генерування ВДЕ за умови дотримання техніко-технологічних показників. Складність оптимізації полягає в тому, що скористатися традиційними методами оптимізації, в яких складові цільової функції є розмірними величинами (в грошових одиницях), на сьогодні нереально через розбіжність, а то й відсутність відповідних цінових показників. Тому пропонується скористатися критеріальним методом, основою якого є теорія подібності, який дозволяє оцінити складові способів і засобів резервування у відносних одиницях і порівняти їх між собою [5].

#### Визначення походження електроенергії у вузлі електричної мережі

Однією з важливих проблем є визначення в балансі країни частки потужності та електроенергії, виробленої з ВДЕ. В ринкових умовах постала необхідність визначати також кількість електроенергії, яка споживається окремими споживачами. Це дозволяє розв'язувати такі перспективні завдання як формування кооперативів для енергозабезпечення селищних громад та інших угруповань на основі ВДЕ.



Так склалося, що на сьогодні з різних причин важливим є формування локальних електроенергетичних систем на основі ВДЕ з переходом їх на автономний режим в нормальному, аварійному та воєнному станах, а для цього необхідно бути впевненим в гарантії походження електроенергії.

Існуючі підходи до організації роботи національних електронних реєстрів гарантії походження не передбачають врахування топології мережі та місця виробництва електроенергії. Реєстри організовані на принципах відокремлення фізичних процесів від комерційних. Тому, актуальним є доповнення існуючої структури організації ГП врахуванням фізичних процесів у системах передачі та розподілу електроенергії, що потребує розроблення відповідного математичного апарату. Запропоновано метод визначення частки перетікань потужності від сукупності ВДЕ до певних вузлів навантаження, що приєднані до електричної мережі. Суть методу полягає в тому, що значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою [7]:

$$\dot{S}_e = \sqrt{3} \dot{U}_o \mathbf{M} \hat{\mathbf{I}}_o, \quad (1)$$

де  $\dot{U}_o$  – діагональна матриця напруги у вузлах, включаючи і балансувальні;  $\mathbf{M}$  – матриця з'єднань віток у вузлах, включаючи і балансувальні;  $\hat{\mathbf{I}}_o$  – діагональна матриця струмів у вітках схеми.

Перепишемо (1) через задаючі струми у вузлах  $\hat{\mathbf{J}}$ :

$$\dot{S}_e = \sqrt{3} \dot{U}_o \mathbf{M} \hat{\mathbf{C}} \hat{\mathbf{J}}_o, \quad (2)$$

де  $\hat{\mathbf{C}} = \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_t (\mathbf{M} \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_t)^{-1}$  – матриця струморозподілу задаючих струмів по вітках схеми, де  $\mathbf{z}_e$  – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

З врахуванням того, що

$$\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_o^{-1} \dot{S},$$

значення потужностей у вітках схеми через потужності у вузлах  $\dot{S}$  запишуться як

$$\dot{S}_e = \dot{U}_o \mathbf{M} \hat{\mathbf{C}} \dot{U}_o^{-1} \dot{S}. \quad (3)$$

Введем позначення

$$\dot{\mathbf{A}} = \dot{U}_o \mathbf{M} \hat{\mathbf{C}} \dot{U}_o^{-1}, \quad (4)$$

де  $\dot{\mathbf{A}}$  – матриця розподілу потужності вузлів по вітках електричної схеми.

Вираз (3) тоді переписеться

$$\dot{S}_e = \dot{\mathbf{A}} \dot{S}. \quad (5)$$

Для визначення перетікань від ВДЕ у вітках схеми можна скористатися виразом (5):

$$\dot{S}_{e, \text{ВДЕ}} = \dot{\mathbf{A}} \dot{S}_{\text{ВДЕ}}. \quad (6)$$

де  $\dot{S}_{e, \text{ВДЕ}}$  – вектор перетікань потужності у вітках схеми, викликаних потужністю вузлів з ВДЕ;  $\dot{S}_{\text{ВДЕ}}$  – вектор потужностей вузлів схеми, що відповідають вузлам схеми з ВДЕ.

Окремо виникає задача щодо гарантованого походження електроенергії від ВДЕ для конкретного споживача. В цьому випадку вираз (4) для визначення потоку потужності від ВДЕ до  $i$ -го вузла спрощується:

$$\dot{\mathbf{A}}_i = (\dot{U}_i \mathbf{M}_i) \hat{\mathbf{C}}_{i, \text{ВДЕ}} \dot{U}_{o, \text{ВДЕ}}^{-1}, \quad (7)$$

де  $\dot{U}_{o, \text{ВДЕ}}^{-1}$  – діагональна матриця напруги у вузлах з ВДЕ;  $\hat{\mathbf{C}}_{i, \text{ВДЕ}}$  –  $i$ -й рядок матриці коефіцієнтів розподілу струмів по вітках схеми електричної мережі, який відповідає вузлам з ВДЕ:

$$\hat{\mathbf{C}}_{i, \text{ВДЕ}} = \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_{i, \text{ВДЕ}} \mathbf{Y}_{\text{ВДЕ}}^{-1},$$

$\mathbf{M}_{i, \text{ВДЕ}}$ ,  $\mathbf{Y}_{\text{ВДЕ}}$  – фрагменти транспонованої матриці з'єднань та матриці вузлових провідностей схеми електричної мережі, які відповідають вузлам з ВДЕ.

Коефіцієнти розподілу потужності вузлів у вітках електричної схеми  $\dot{\mathbf{A}}$  і у вузлах  $\dot{\mathbf{A}}_i$  залежать від параметрів схеми, які за певних допущень вважаються постійними, а також від значень напруги у вузлах, які обумовлені навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Напруга у вузлах для визначення коефіцієнтів матриць  $\dot{\mathbf{A}}$  і  $\dot{\mathbf{A}}_i$  в залежності від необхідної точності може прийматися за результатами розрахунків усталеного режиму, за даними АСКОЕ або як середні значення напруги у вузлах за певний період.

Ефективність розробленого методу визначення потужності, що передається до  $i$ -го вузла електричної мережі від ВДЕ, покажемо на прикладі електричної мережі 110 кВ, схему якої приведено на рис. 2. Опори віток, навантаження і генерування показано на схемі. Балансуючим вузлом є вузол №1, ВДЕ знаходиться у вузлі 6. До 5-го вузла електричної мережі приєднано ЛЕС з максимальним навантаженням



50 МВт, яке збалансоване генеруванням від ВДЕ і системи накопичення енергії. Виконано розрахунок усталеного режиму програмою PowerFactory 15.1 для стану, коли ЛЕС має дефіцит активної потужності 25 МВт. Існують обмеження на значення потужності, яку ЛЕС може споживати з ЕЕС. Тому необхідно створити умови для того, щоб ЛЕС отримувала живлення від ВДЕ, яке розміщене у вузлі 6. За результатами контрольного розрахунку усталеного режиму для такого стану ЛЕС сумарні втрати потужності в електричній мережі становлять  $\Delta S = 3,15 + j2,8$  МВА, значення модулів і фаз напруги у вузлах приведено на схемі рис. 2.

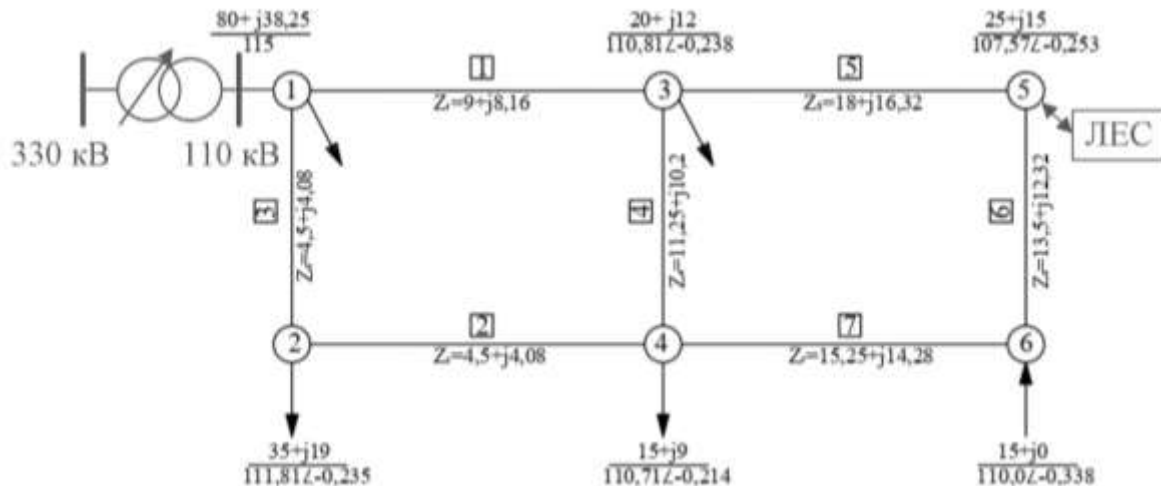


Рисунок 2 - Електрична мережа з локальною електроенергетичною системою

Скориставшись виразом (7), за напруги у вузлі 6 110 кВ віткою 6 до вузла 5 і в ЛЕС передається потужність 14,339 МВт. На початку вітки 6 потужність складає 14,614 МВт, втрати активної потужності в ній дорівнюють 0,275 МВт. Це співпадає з результатами, отриманими шляхом контрольних розрахунків.

### Висновки

Завдяки розбудові відновлюваних джерел в електроенергетичних системах, зокрема в розподільних електричних мережах, появилася можливість створювати системи електропостачання споживачів на основі ВДЕ. Поза тим, що це забезпечує певні переваги щодо енергоефективності електропостачання, є можливість формування локальних електроенергетичних систем на основі ВДЕ як балансуєючих групи в електроенергетичній системі. Проте через те, що генерування фотоелектричних і вітрових електростанцій залежить від погодних умов, то вони не можуть бути гарантованим постачальником електроенергії без додаткових засобів. Такими можуть бути системи, які запасують (накопичують) електроенергію, коли в ЛЕС генерується надлишок електроенергії для власних споживачів, і які повертають електроенергію в ЛЕС, коли в ній спостерігається дефіцит. За таких умов ЛЕС можуть зберігати працездатність і забезпечити електропостачання споживачів в автономному режимі.

Пропонований в роботі метод може бути інструментом підтвердження гарантій походження (ГП) енергії, що продається на роздрібному ринку. Використовуючи його може бути сформована локальна електроенергетична система на основі ВДЕ з можливістю переходу її в автономний режим. За умови, що в ЛЕС встановлена система накопичення електроенергії, використовуються активні споживачі електроенергії та узгоджуються графіки споживання і генерування ВДЕ, то вона може функціонувати як балансуєюча група.

### Список використаних джерел

1. H. Jia, D. Liu, G. Zhuo, Y. Feng and Y. Han Review for Global Practices of Renewable Energy Certificates. *2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*. Tianjin. China. 2023. pp. 642-646
2. Delardas O, Giannos P. Towards Energy Transition: Use of Blockchain in Renewable Certificates to Support Sustainability Commitments. *Sustainability*. 2023; 15(1):258
3. Lezhniuk, P., Kulyk, V., Malogulko, Y., Burykin, O., Sytnyk, A. Method of estimating the share of electricity consumption of a given consumer, which is provided from renewable energy sources. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems, ESS 2022*. Proceedings. pp. 85-88.
4. Rubanenko O. Energy Consumption Optimisation of Emergency Shelters for Ukrainian War Refugees. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 2023. 21. pp. 451-455.
5. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Повстянко К.О. Відносне оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2023. – №1. – С. 39-45. DOI: 10.20535/1813-5420.1.2023.275958

6. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. *Energies* 2023. 16. 2828.

7. Lezhniuk P., Burykin O., Malogulko Y. Distributed energy sources in the local electrical systems. LAP LAMBERT Academic Publishing. 2018. 140 p.

**P. Lezhniuk**<sup>1</sup>, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000 0002 9366 3553

**V. Komar**<sup>1</sup>, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000 0003 4969 8553

**I. Hunko**<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0003-2868-4056

**K. Povstianko**<sup>1</sup>, PhD student, ORCID 0000 0002 5501 662X

<sup>1</sup>Vinnitsia National Technical University

## GUARANTEED ORIGIN OF ELECTRICITY IN THE LOCAL POWER SYSTEM WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES

*The article is focused on the development of a method for determining the part of electricity generated by renewable energy sources (RES) in the electricity flows in the branches of the electric grid. The method is based on a mathematical model of the electric grid, in which the coefficients of current distribution in the branches of the circuit from RES nodes and nodal voltages are used to determine the electricity flows in the branches of the electric grid. As a result, a matrix of power distribution coefficients of RES generation units to load nodes of the power grid is formed. This way, the component of the load power that depends on the power in the RES nodes is determined. The voltages used to form the RES power distribution matrix are determined based on the results of calculating the steady-state modes of the power grid or on the measurement data of the ACEMS.*

*Since the forming of local electric power systems (LES) based on RES is actual, the article considers LES as a balancing group within the electric power system (EPS), which can operate as an autonomous system according to certain conditions. It is shown that for this purpose, a RES reservation system should be created in the power system due to their dependence on natural conditions and, accordingly, the instability of their electricity generation. When a transmission system operates as part of an EPS, a general system reserve is usually used (mainly maneuverable capacities of thermal and hydroelectric power plants). In order for the LES can operate as an autonomous one, it is proposed to use other means of power reserve available today: electrochemical energy storage, hydrogen and biogas technologies. An effective way is to coordinate the schedules of RES generation in the LES with the load schedules of active consumers.*

*The example shows that in the case of a power deficit in the LES, RES located in the power grid can be used. The values of the necessary power at the LES connection node, power flows in the branches connecting the LES and RES grid, and power losses in them are determined by the offered method.*

**Keywords:** local electric power system, renewable energy sources, instability of generation, electricity consumption, guarantees of electricity origin.

### References

1. H. Jia, D. Liu, G. Zhuo, Y. Feng and Y. Han Review for Global Practices of Renewable Energy Certificates. *2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*. Tianjin. China. 2023. pp. 642-646

2. Delardas O, Giannos P. Towards Energy Transition: Use of Blockchain in Renewable Certificates to Support Sustainability Commitments. *Sustainability*. 2023; 15(1):258

3. Lezhniuk, P., Kulyk, V., Malogulko, Y., Burykin, O., Sytnyk, A. Method of estimating the share of electricity consumption of a given consumer, which is provided from renewable energy sources. *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems, ESS 2022*. Proceedings. pp. 85–88.

4. Rubanenko O. Energy Consumption Optimisation of Emergency Shelters for Ukrainian War Refugees. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 2023. 21. pp. 451-455.

5. Lezhniuk P.D., Komar V.O., Povstianko K.O. Relative estimation of the cost of renewable energy sources reservation means // *Energy: Economics, Technology, Ecology*. 2023 - No. 1. - P. 39-45. DOI: 10.20535/1813-5420.1.2023.275958

6. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. *Energies* 2023. 16. 2828.

7. Lezhniuk P., Burykin O., Malogulko Y. Distributed energy sources in the local electrical systems. LAP LAMBERT Academic Publishing. 2018. 140 p.

Надійшла: 14.11.2023

Received: 14.11.2023

# ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

## TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 621.315

DOI 10.20535/1813-5420.1.2024.297587

Y. Rudniev<sup>1</sup>, Dr. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0002-4236-8407  
J. Romanchenko<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-6579-6474  
<sup>1</sup>Volodymyr Dahl East Ukrainian National University

### COMPREHENSIVE CONDITION ANALYSIS AND PERSPECTIVES OF ENERGY DEVELOPMENT IN UKRAINE ACCORDING TO THE SMART GRID CONCEPT

*The article examines development trends of the energy complex of Ukraine, possibility and prospects of creating a modern energy complex through the use of an innovative technical base for energy management in accordance with the Smart Grid concept. The general properties of Smart Grid technology and its main advantages are given by authors. It is shown that within the framework of the Smart Grid concept, the intelligent electric power system is considered as a single network of information and control systems. The process of electric power industry modernization in the direction of the creation of "smart" power supply networks in a number of European countries, which aims to ensure stable development, economic growth, growth of living standards and protection of the natural environment, is considered. The paper describes modernization methods of the electric power complex of Ukraine based on foreign experience. It is shown that from the point of view of energy security and sustainable development, Smart Grid is able to ensure the operation of the power grid even in case of damage or destruction of one segment, which is a key advantage during post-war reconstruction. They will also make it possible to effectively integrate renewable generation and energy storage systems into the grid, as well as provide auxiliary services for forecasting the power system operation. The paper analyzes the problematic issues of implementing the Smart Grid concept in Ukraine. They include the lack of technological solutions and methods that provide an effective algorithm for determining the state of power networks cyber security; large length of power distribution networks and insufficiently developed infrastructure. A comparative description of the existing energy systems functional properties and energy systems based on the Smart Grid concept is presented in general. An analysis of possible ways of electric power industry development was carried out, which showed the presence of serious limitations of electric power industry development within the framework of the former concept, based mainly on the improvement of certain types of equipment and technologies. It is shown that Ukraine is at the initial familiarization and formation stage of the first organizational initiatives for Smart Grid, namely the implementation of the government-approved Concept of the "smart grids" introduction in Ukraine for the period up to 2035. The purpose and expected results of this Concept implementation are considered.*

**Keywords:** *Smart Grid, power supply, energy efficiency, energy systems, renewable energy sources, intelligent meters.*

#### **Introduction**

Currently, there are certain problems in the field of electric power of Ukraine, the main of which is the significant wear of the power network complex, as a result the power networks cannot withstand the load. The high level of wear of main and auxiliary power system equipment and the uneven distribution of the load in the network often lead to emergency situations and power outages.

The modern development of the electric power industry on a global and national scale must correspond not only to the new goals and development trends of the world and national economies of countries in the 21st century, but also to the new types of economy, ecology and social.

Russian military aggression against Ukraine significantly complicates the problems of ensuring regular operation of energy supply systems of enterprises and the population. Thus, during the war, more than 227 enterprises, plants and factories were damaged or destroyed, about 4% of generating capacities were destroyed during hostilities, another 35% of capacities are located in the occupied territories. About 50% of thermal generation, 30% of solar generation, and more than 90% of wind generation were destroyed or are located in the occupied territories, oil refineries were also partially destroyed [1].

After disconnecting in February 2022 from the remnants of the Soviet energy system and joining the ENTSO-E network in March 2022, the transition of Ukrainian energy workers to equipment and management protocols according to international standards has become more relevant than ever. Ukraine's post-war recovery efforts to modernize the economy, decarbonize industry and increase the production and supply of renewable energy to Europe are intended to accelerate this process. One of its key elements is the development of Smart Grid, i.e. "smart energy networks".

#### **Purpose of work**

Research and comprehensive analysis of Ukrainian electrical networks development in accordance with the concept of Smart Grid to increase the distribution informativeness, transmission and consumption of electrical energy during the post-war reconstruction.

#### **Research material**

Smart Grid is a concept of a fully integrated, self-regulating and self-healing electric power system, which has a network topology and includes all generating sources, trunk and distribution networks and all types of electric energy consumers, managed by a single network in real time. Today, the phrase "intellectual energy" is becoming a term denoting new principles of energy work, both in Ukraine and abroad. Modern electronic, information, telecommunication, computing technologies improve the processes of energy production and energy flows management at the enterprises, make them reliable, safe and efficient, and provide the consumer with new opportunities [2].

Significant changes have taken place in the world regarding the energy development strategy. A set of tasks was defined for different countries to build energy strategies of the 21st century. The main focus is on providing three components: energy supply (uninterrupted supply of electrical energy of appropriate quality), energy availability (energy saving and an affordable price for electricity) and energy acceptability (minimum impact on the environment). These components are considered as the basis for achieving the global goal of ensuring stable development, which guarantees the sustainable growth of the economy, the living standards and environment protection [3].

In a number of European countries, the process of electric power industry modernization in the direction of creating "smart" power supply networks has been going on systematically and consistently for a long time. "Intelligent" management of the power grid provides automation, transmission control in both directions of energy at all stages – from the power plant to the consumer. Today, the largest programs are carried out in the USA, Canada and all the countries of the European Union, especially in Latvia, Italy, France, and Germany [4]. Similar projects will be implemented in large developing countries: India, Brazil, Mexico. It is planned equip all consumers with smart meters in the USA, China, Brazil, and Japan. Smart Metering is a useful element of the "smart energy network" for consumers. They are installed at home or office and can provide near-real-time data on energy consumption, helping to make informed decisions about how much energy to use and at what time. Such meters are able to monitor the energy consumption of each device and maintain certain rules of behavior during peak load hours. Not only consumers can get benefits from this, but also energy companies that are interested in increasing the efficiency of their processes (thanks to remote control of meters) [5].

In Ukraine, work by the implementation of the latest technologies in the national energy system began relatively recently. For example, since 2014, the Belgian company Tractebel has been engaged in the development and implementation of the pilot technologies and Smart Grid projects at the level of the system operator - NEC "Ukrenergo". Distribution system operators are also gradually trying to implement elements of smart electric grids. The Smart Grid project is being implemented within the framework of the Electricity Transmission Project, financed by the IBRD with the assistance of the Clean Technologies Fund. The goal of this project is to reduce CO<sub>2</sub> emissions by ensuring the technical possibility of increasing the generation share from renewable energy sources (RES) in the country's overall energy balance [6, 7]. The result of Smart Grid implementation should be the creation of an energy information network.

As part of the Smart Grid concept, the intelligent electric power system is considered as a single network of information and control systems that provides (Fig. 1):

- integration of all types of generation (including small generation) and any types of consumers (from households to large industry) for situational management of demand for their services and ensuring their active participation in the energy system operation;
- real-time change of network parameters and topology according to current operating conditions, excluding the occurrence and development of accidents;
- expansion of market opportunities of the infrastructure through mutual provision of a wide range of services by market entities and infrastructure;
- minimization of losses, expansion of self-diagnosis and self-recovery upon compliance the conditions of electricity reliability and quality;
- integration of power grid and information infrastructure to create an all-mode control system with full-scale information support.

The following advantages of the Smart Grid infrastructure can be highlighted:

- network infrastructure stability, which continues to work even in case of damage or destruction of one segment;
- development of RES, distributed generation, storage systems and green energy transition;
- Digital Twin technology, which allows modeling and forecasting of modernized network operation;
- a flexible system that helps consumers become suppliers through electricity generated on home solar panels or through used car batteries.

Therefore, from the point of view of energy security and sustainable development, Smart Grid is able to ensure power grid operation even in case of damage or destruction of one segment, which is a key advantage for Ukraine in wartime and post-war reconstruction. They also enable the efficient integration of renewable generation and energy storage systems into the grid, as well as providing support services for forecasting of the power system operation.

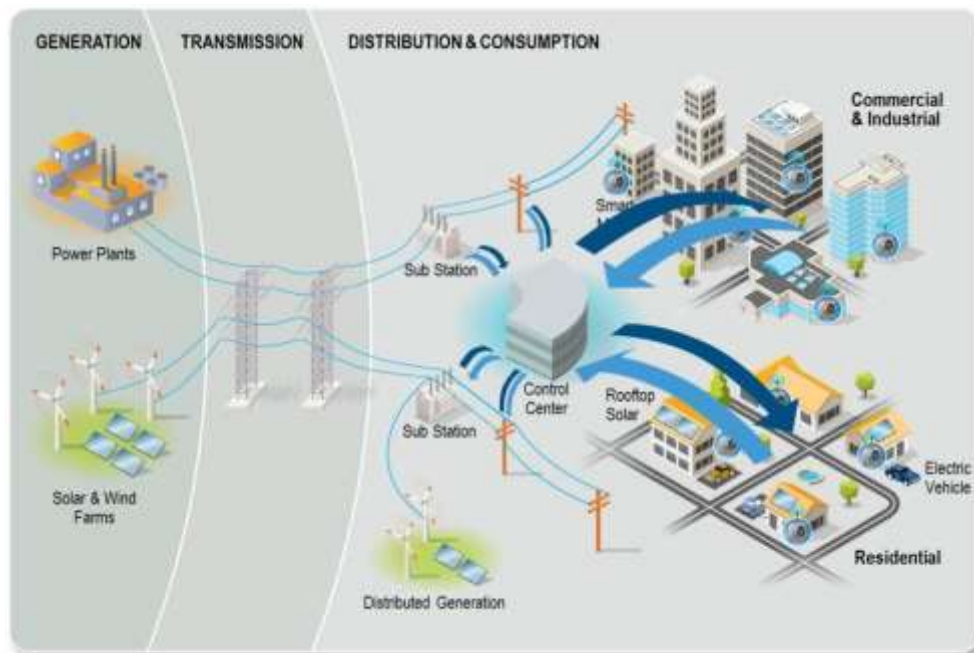


Figure 1. *Intelligent electric power system scheme based on Smart Grid concept*

Problematic issues include the lack of technological solutions and methods in Ukraine that provide for an effective algorithm for determining the state of power networks cyber security, it is also necessary to take into account the large length of power distribution networks in our country and insufficiently developed infrastructure. For the successful implementation of "smart networks", it is necessary to use successful world and European experience, as well as developed and tested standards and recommendations, in particular, of the International Electrotechnical Commission (IEC), the International Organization for Standardization (ISO), the International Telecommunication Union (ITU) and the European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC).

Currently, significant and rapid changes are taking place in the electricity sector of Ukraine, some of which pose certain threats to energy system reliability and safety. The electric power industry of Ukraine operates within the framework of a market model, where power plants (generating units) are dispatched in accordance with market requirements, and the power grid control center performs a general control role – balancing active power and providing auxiliary services to maintain the reliability and quality of electric power. Table 1 summarizes the comparative characteristics of functional properties of existing energy systems and energy systems based on the Smart Grid concept.

The conducted analysis of electric power industry development showed the presence of serious limitations within the framework of the former concept, based mainly on the improvement of certain types of equipment and technologies. One of the directions of energy sector development is the intelligent systems implementation. It is expected that the development and implementation of the functional properties discussed above will significantly increase the electric power industry efficiency and ensure the expected benefits for all interested parties.

In Ukraine, we can still note the initial stage of familiarization and formation of the first organizational initiatives on Smart Grid, as well as testing of individual technical solutions. However, we already have the first initiatives in this field [8]. Thus, on October 14, 2022, the government approved the Concept of the implementation of "smart networks" in Ukraine for the period until 2035. The document, developed with the support of the World Bank, provides the development of the energy system on modern principles [9, 10]. The purpose of this Concept

is to define directions and tasks, as well as to ensure the coordination of actions for the implementation of "smart networks" taking into account the existing and planned state and regional programs for the development and modernization of the energy sector.

Table 1. Comparative characteristics of functional properties of existing energy systems and energy systems based on the Smart Grid concept

Energy system today	Energy system based on the Smart Grid concept
One-way communication between elements or its absence	Two-way communications
Centralized generation – distributed generation with low integration	Distributed generation
The topology, mainly radial	Mostly network
Reaction to accident consequences	Reaction to accident prevention
Equipment operation until failure	Monitoring and self-diagnostics, which extend the equipment operation
Manual recovery	Automatic recovery – "self-healing networks"
System crash proneness	Prevention of the system accidents development
Manual and fixed network selection	Adaptive selection
Inspection of equipment on site	Remote equipment monitoring
Limited control of power flows	Management of power flows
Unavailable or very late information about the price for the consumer	Price in real time

The expected results of the Concept implementation are [9]:

- improvement of the electricity supply reliability and quality, operational characteristics and overall productivity of the entire energy sector;
- increasing of operational efficiency, effective integration of distributed generation, providing remote monitoring and diagnostics, optimization of the use of assets and resources, improvement of the power grids configuration;
- increasing the energy efficiency level, which will reduce networks losses of transmission system operator and distribution system operators, improve the efficiency of load management (active and reactive), reduce the level of carbon emissions (the expected reduction in the level of electricity technological costs by 2030 is at least 30%);
- reduction of frequency and duration of consumer outages;
- providing consumers the opportunity to manage electricity consumption, reduce energy costs (expected reduction of the average duration index of electricity supply long interruptions and the Electricity not Supplied (ENS) index by 2030 in three times).

Therefore, the implementation of Smart Grid technology will significantly increase the reliability and economy of the energy system of Ukraine, and improve the consumers service quality. Today, a large number of green energy projects have already been launched and operating in Ukraine, "intelligent" management systems of energy generation, transmission and consumption are being introduced. Despite the risks connected with the implementation of energy-saving projects, the current legal framework provides investors sufficient incentives and mechanisms to ensure the successful implementation and development of green energy and Smart Grid projects in Ukraine.

### Conclusions

The application of "smart grid" technologies will cover the work of the entire energy sector and will have long-term benefits for energy companies and end consumers. Energy companies that will apply "smart grid" technologies will be able to receive significant benefits due to the reduction of capital and operating costs, improvement of the electric energy quality, increase in the level of consumer needs satisfaction and positive impact on the environment.

In addition, the results of the "smart grid" technology implementation are the power grid operation transparency – obtaining data about the entire power system state with the transmission of data from equipment and meters, as well as control commands in real time; ensuring of the power grid operational management; power system automation – quick adaptation to changing conditions with minimal intervention of dispatcher (operator); increasing of the invoicing accuracy, prevention of electric energy theft and fraud, detection of violation cases of legislative requirements; reduction of losses in electric energy transmission and distribution systems due to improvement of system planning and asset management.



References

1. Novoseltsev O. V., Eutukhova T. O., Chupryna L. V. Methods and models of complex-balanced virtual energy management system // *Energy: economy, technologies, ecology*. No. 2, 2023, p. 46–51.
2. Melkonova I.V., Romanchenko Ju.A. Analysis of the status and prospects of SMART GRID implementation in the energy sector of Ukraine // *Modern electromechanical and information systems: monograph*, 2021. p. 38–42.
3. Moroz O., Cheremisin N., Savchenko O. Using SMART GRID'S technologies for increasing efficiency of consumers' electric supply // *Energy: economy, technologies, ecology*. No. 3 (49), 2017, p. 45–50.
4. Key Facts about the Energy Transition in Germany. Berlin Energy Transition Dialogue 2019. Berlin, Germany. Energiewende. New Horizons. 12 p.
5. Chupryna L., Kovalko O., Novoseltsev O., Woodroof E.. Virtual Organization of Energy Management: Service-Oriented Framework to Improve Results // *International Journal of Energy Management*, Vol. 2, No. 6, 2020, P. 47–63.
6. Shvedchikova I.O., Kravchenko O.P., Romanchenko J.A., Kozakov E.V. Development of a database for predicting the solar generation in the software and technical complex for the management of electrical supply of the local object // *Scientific works of DonNTU. Series: "Electrical Engineering and Energy"*, 2020, №1(22), С. 55-61. doi:10.31474/2074-2630-2020-1-55-61.
7. Shvedchikova I., Romanchenko J., Melkonova I., Melkonov H., Pisotskii A. Possibilities of Electricity Generation Using Small Wind Generators in Eastern Ukraine // *2022 IEEE 8th International Conference on Energy Smart Systems, ESS 2022 - Proceedings*, 2022, p. 239–242.
8. Denysiuk S., Strzelecki R., Opryshko V. The smart grid concept implementation by expanding the use of demand side management and modern power electronic installations // *Energy: economy, technologies, ecology*. No 4(46). 2016. p.7–17.
9. Concept of implementation of "smart networks" in Ukraine until 2035 // *Official Gazette of Ukraine*. 2022 p., No 84, Vol 4, p. 2350, article 5201, act code 114412/2022.
10. THE LAW OF UKRAINE On Energy Efficiency (Information of the Verkhovna Rada of Ukraine (VVR) 2022, No. 2, article 8).

С.С. Руднів<sup>1</sup>, д-р техн. наук, доцент; ORCID 0000-0002-4236-8407

Ю.А. Романченко<sup>1</sup>, канд. техн. наук., доцент; ORCID 0000-0001-6579-6474

<sup>1</sup>Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

## КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ ВІДПОВІДНО КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID

*У статті розглядаються тенденції розвитку енергетичного комплексу України і можливість та перспективи створення сучасного енергетичного комплексу за рахунок використання інноваційної технічної бази управління енергією відповідно концепції Smart Grid. Авторами наведено загальні властивості технології Smart Grid та сформульовані основні її переваги. Показано, що у рамках концепції Smart Grid інтелектуальна електроенергетична система розглядається як єдина мережа інформаційно-керуючих систем. Розглянуто процес модернізації електроенергетики в напрямку створення «розумних» мереж електропостачання у ряді європейських країн, який має на меті забезпечення стабільного розвитку, зростання економіки, рівня життя населення та захист навколишнього природного середовища. В роботі описані способи модернізації електроенергетичного комплексу України спираючись на закордонний досвід. Показано, що з погляду енергобезпеки та сталого розвитку Smart Grid здатні забезпечити роботу енергомережі навіть у разі пошкодження або руйнування одного сегменту, що є ключовою перевагою під час повоєнного відновлення. Вони також дозволять ефективно інтегрувати відновлювану генерацію та системи накопичення енергії в мережу, а також надавати допоміжні послуги з прогнозування роботи енергосистеми. В роботі проаналізовано проблемні питання впровадження концепції Smart Grid в Україні. До них належить відсутність технологічних рішень та методик, що передбачають дієвий алгоритм визначення стану кібербезпеки електромереж; велика протяжність електророзподільних мереж і недостатньо розвинена інфраструктура. Узагальнено представлено порівняльну характеристику функціональних властивостей діючих енергетичних систем і енергетичних систем на базі концепції Smart Grid. Проведений аналіз можливих шляхів розвитку електроенергетики, який показав наявність серйозних обмежень можливостей розвитку електроенергетичної галузі в рамках колишньої концепції, заснованої переважно на покращенні окремих видів обладнання і технологій. Показано, що Україна знаходиться на початковому етапі ознайомлення і формування перших організаційних ініціатив по Smart Grid, а саме реалізації схваленої урядом Концепції впровадження «розумних мереж» в Україні на період до 2035 року. Розглянуто мету та очікувані результати реалізації цієї Концепції.*

**Ключові слова:** Smart Grid, електропостачання, енергоефективність, енергетичні системи, відновлювальні джерела енергії, інтелектуальні лічильники.

Надійшла: 09.11.2023

Received: 09.11.2023

## АНАЛІТИЧНЕ РОЗВ'ЯЗАННЯ ДИФЕРЕНЦІАЛЬНОГО РІВНЯННЯ ТЕПЛОПРОВІДНОСТІ ДЛЯ ПОШКОДЖЕНОЇ ТЕПЛОВОЇ ІЗОЛЯЦІЇ ТРУБОПРОВОДІВ

Для систем теплопостачання України актуальною проблемою є визначення та прогнозування втрат теплової енергії при транспортуванні теплоносія. Теплотраси теплових мереж мають велику довжину та їх ізоляція пошкоджена. Встановлення приладів обліку теплової енергії на всіх джерелах та у всіх споживачів (тобто будівель) без винятку дозволяє визначити та прогнозувати реальні теплові втрати у тепловій мережі, але це є складною задачею, не всі споживачі і джерела реально охоплені обліком витрати тепла. Задача визначення теплових втрат є також актуальною для систем енергоменеджменту систем теплопостачання, підприємств енергетики та промисловості. Розв'язання задачі пропонується окремим математичним моделюванням температурного стану ділянки пошкодженого ізоляційного шару з визначенням теплового потоку через нього. Вирішення задачі запропоновано зробити методом аналітичного розв'язання диференціального рівняння теплопровідності з граничними умовами третього роду. При рівномірному розподілі характерних пошкоджень за загальною довжиною трубопроводу знаючи межі впливу пошкодження, частку пошкодження ізоляції та кількість пошкоджень на трубопроводі можна визначити реальний тепловий потік із зовнішньої поверхні трубопроводів у т.ч. коефіцієнт збільшення теплових втрат на ділянці теплотраси по відношенню до тих, що визначені нормативними документами. Традиційно здебільшого розглядаються одновимірні моделі або визначення двовимірного температурного поля та фактичних теплових потоків у поперечному перерізі до осі характерної пошкодженої ділянки ізоляції. Але при цьому не враховується двовимірність температурного поля пошкодженого шару ізоляції по довжині (тобто вздовж осі) трубопроводу. Тому метою даної роботи є розробка методики визначення теплових втрат трубопроводами з урахуванням пошкодження їх ізоляції та розподілу характерних пошкоджень за довжиною. Проведено таке моделювання для однієї з ділянок. Також проведені експериментальні та чисельні дослідження методом кінцевих різниць в комбінації з методом прогонки змінних напрямлень для аналогічних моделей підтвердили збіг аналітичного рішення запропонованої моделі та кінцеворізницевої моделі у межах допустимої погрішності.

**Ключові слова:** системи енергетичного менеджменту, теплопостачання, трубопровід, тепла ізоляція, пошкодження, транспортування теплоти, втрати теплоти, математичне моделювання, аналітичне розв'язання

### Вступ

Однією з характерних проблем у системах теплопостачання України є визначення та прогнозування втрат теплової енергії при транспортуванні теплоносія. Більшість трубопроводів теплових мереж та їх ізоляція у багатьох населених пунктах України пошкоджена (див. рис.1). Довжина ділянок теплотрас і магістралей великого діаметра є значною і може досягати 10 км і більше. Без встановлення приладів обліку теплової енергії на всіх джерелах та у всіх споживачів (тобто будівель) без винятку визначити та прогнозувати реальні теплові втрати у тепловій мережі є складною задачею. Ця задача є також актуальною для систем енергоменеджменту систем теплопостачання, підприємств енергетики та промисловості.

### Аналіз стану дослідження

Активно займались визначенням теплових втрат з урахуванням фізичного зношування теплоізоляційної конструкції вчені Кузнєцов, Половников та ін. Вони акцентують увагу на врахуванні неоднорідності теплоізоляції та її пошкодження, факторів експлуатації, зволоження та деформації шару ізоляції. У їх роботах здебільшого розглядаються одновимірні моделі або визначення двовимірного температурного поля та фактичних теплових потоків у поперечному перерізі до осі характерної пошкодженої ділянки ізоляції. Але при цьому не враховується двовимірність температурного поля пошкодженого шару ізоляції по довжині (тобто вздовж осі) трубопроводу. Тому метою даної роботи є розробка методики визначення теплових втрат трубопроводами з урахуванням пошкодження їх ізоляції та розподілу характерних пошкоджень за довжиною. Характер пошкодження теплової ізоляції можна визначити під час проведення натурних обстежень трубопроводів (особливо теплотрас, прокладених на свіжому повітрі). Отже можна побудувати геометричну модель ділянки з характерним для цієї мережі ізоляції. Для розв'язання задачі проводиться окреме математичне моделювання температурного стану



ділянки пошкодженого ізоляційного шару з визначенням теплового потоку через нього. Вирішення задачі запропоновано зробити методом аналітичного розв'язання диференціального рівняння теплопровідності з граничними умовами третього роду. Далі знаходяться коефіцієнти збільшення теплового потоку по відношенню до вихідної непошкодженої ділянки. При рівномірному розподілі характерних пошкоджень за загальною довжиною трубопроводу знаючи межі впливу пошкодження, частку пошкодження ізоляції та кількість пошкоджень на трубопроводі можна визначити реальний тепловий потік із зовнішньої поверхні трубопроводів у т.ч. та коефіцієнт збільшення теплових втрат на ділянці теплотраси по відношенню до тих, що визначені нормативними документами [1, 2 та ін.] в залежності від року побудови.

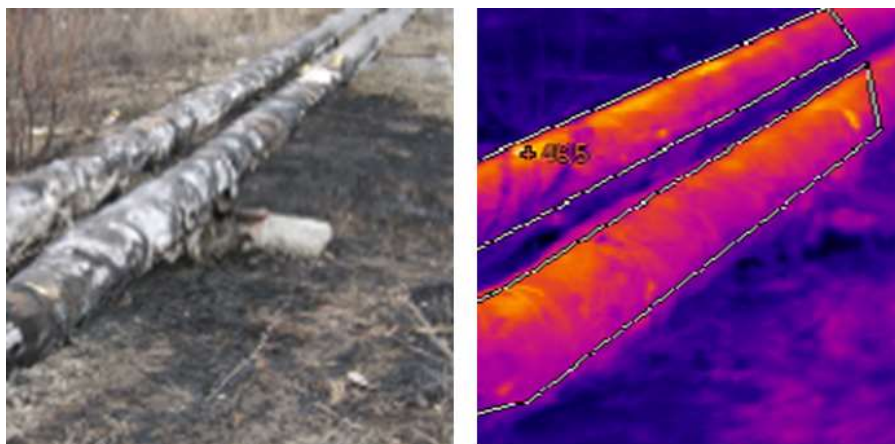


Рисунок 1 - Фактичний стан ізоляції трубопроводів теплотраси та термограма

#### Ціль і завдання дослідження

Виходячи з вищевикладеного, основні завдання цієї роботи: аналітичне розв'язання математичної моделі з метою визначення фактичних теплових втрат характерних пошкоджених ділянок. Далі математичне моделювання теплового стану для виявлення характеристик списку характерних ушкоджень ізоляції (теплові потоки та коефіцієнти їх збільшення, зони впливу ушкодження) для різних типорозмірів труб. Ці дані будуть використовуватися для визначення, прогнозування та експертної оцінки теплових втрат ділянок теплотрас, що зазнали натурального обстеження та огляду.

#### Матеріал і результати дослідження

Математична модель та методика розрахунку представлені нижче. На рис. 2. наведено характерну схему пошкодженої ділянки. Для цієї схеми вирішується двовимірною крайовою задачею знаходження поля температур  $t$  у шарі та на поверхні ділянки труби з пошкодженою ізоляцією з граничними умовами 3 роду та диференціальним рівнянням теплопровідності в циліндричних координатах (за умови сталості теплофізичних властивостей шару ізоляції та заміни  $v = t - t_0$ ):

$$\frac{\partial^2 v}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial v}{\partial r} + \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = 0. \quad (1)$$

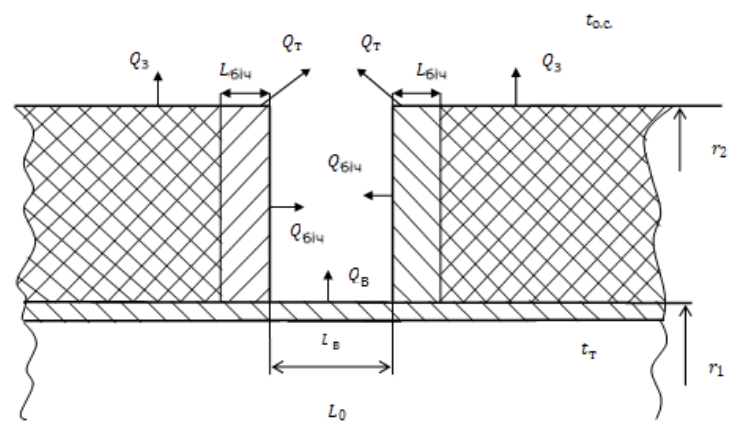


Рисунок 2 - Модель трубопроводу з ділянкою пошкодження ізоляції

Граничні умови записуємо у вигляді (див. позначення на рис.2):

а) зовні труби на шарі ізоляції ( $r = r_2$ )

$$-\lambda \frac{\partial v}{\partial r} - \alpha_3 v = 0; \quad (2)$$

б) зовні труби на поглибленні шару пошкодженої ізоляції або оголеної труби ( $r = r_c$ )

$$-\lambda \frac{\partial v}{\partial r} - \alpha_B v = 0; \quad (3)$$

в) зовні труби на бічному зрізі пошкодженої ізоляції ( $x = 0$ )

$$\lambda \frac{\partial v}{\partial x} - \alpha_6 v = 0; \quad (4)$$

г) усередині труби з урахуванням термічного опору стінки труби ( $r = r_1$ )

$$-\lambda \frac{\partial v}{\partial r} + \alpha_T v = \alpha_T \cdot (t_T - t_{o.c.}), \quad (5)$$

де  $\alpha_3$ ,  $\alpha_B$ ,  $\alpha_6$  та  $\alpha_T$  – коефіцієнти тепловіддачі до повітря зовні шару ізоляції, поглиблення пошкодження ізоляції (вільній ділянці), на бічному зрізі та від води всередині труби (еквівалентний з урахуванням термічного опору стінки).

$t_T$  – температура теплоносія, °C;  $t_{o.c.}$  – температура зовнішнього середовища, °C.

Гранична умова теплообміну всередині труби (5) є неоднорідною, а решта – однорідною.

Запропоновано рішення шукати аналітичним шляхом у вигляді суми частинних аналітичних рішень із урахуванням граничних умов. Представляючи загальне розв'язання даного рівняння у вигляді частинних рішень [3] з урахуванням вагових коефіцієнтів та підставляючи у граничні умови отримаємо:

$$v = \sum_{k=1}^n a_k \cdot v_k, \quad v_k = \left( c_k \cdot I_0 \left( \frac{k \cdot \pi}{l} \cdot r \right) + K_0 \left( \frac{k \cdot \pi}{l} \cdot r \right) \right) \cdot \left( \sin \left( \frac{k \cdot \pi}{l} \cdot x \right) + b_k \cdot \cos \left( \frac{k \cdot \pi}{l} \cdot x \right) \right), \quad (6)$$

де  $k$  – поточний індекс (ціле позитивне число);  $n$  – кількість частинних рішень (тобто членів нескінченного ряду, що визначається збіжністю);  $a_k$  – ваговий коефіцієнт рішення;  $b_k$  та  $c_k$  – коефіцієнти, що виходять з граничних умов (4) та (2);  $I_0$  та  $K_0$  – модифіковані функції Бесселя (першого роду) та Неймана (другого роду, або Макдональда), тобто від уявного аргументу та нульового порядку [4, 5];  $l$  – довжина ділянки розкладання рішення.

Щоб отримати вагові коефіцієнти  $a_k$  використовується гранична умова (5) та запропоновано розкладання її правої частини до ряду Фур'є. Якщо права частина граничної умови не залежить від координати  $x$  (є постійною величиною (const), то запропоновано використовувати розкладення [4, 5]

$$\text{const} = \text{const} \cdot \frac{4}{\pi} \cdot \sum_{m=0}^{\infty} \frac{\sin((2 \cdot m + 1) \cdot x)}{2 \cdot m + 1}, \quad (7)$$

де  $m$  – поточний індекс (ціле позитивне число).

Приймаючи  $k=2m+1$  у формулі (6) та враховуючи, що з граничної умови (4) коефіцієнт  $b_k = \frac{\lambda}{\alpha_6} \cdot \frac{k \cdot \pi}{l}$

та  $\frac{d}{dx} \left[ \text{const} \cdot \frac{4}{\pi} \cdot \sum_{m=0}^{\infty} \frac{\sin((2 \cdot m + 1) \cdot x)}{2 \cdot m + 1} \right] = \text{const} \cdot \frac{4}{\pi} \cdot \sum_{m=0}^{\infty} \cos((2 \cdot m + 1) \cdot x) = 0$  розклад правої частини граничної

умови (5) можна записати

$$\alpha_T \cdot (t_T - t_{o.c.}) = \alpha_T \cdot (t_T - t_{o.c.}) \cdot \frac{4}{\pi} \cdot \sum_{k=1}^{\infty} \left( \sin \left( \frac{k \cdot \pi}{l} \cdot x \right) + b_k \cdot \cos \left( \frac{k \cdot \pi}{l} \cdot x \right) \right), \quad (8)$$

де  $k=2m+1$ . Ця умова також стосується рівняння (6).

У такий спосіб можна розкласти праву частину граничної умови (5) якщо вона є не тільки константою, але відомою функцією, яка розкладається у ряд Фур'є. У нашому випадку витрата води усередині труби є такою, що в межах ділянки, що розглядається, температура води практично не змінюється.

На рис. 3 наведено приклад розв'язання задачі знаходження поля температур для ділянки трубопроводу  $\varnothing 159$  мм та товщиною шару ізоляції  $\delta=60$  мм. (на довжині від вільної ділянки). Температура оточуючого повітря  $0,2^\circ\text{C}$ , теплоносія –  $60^\circ\text{C}$ . Як видно із рис. 3 поле температур у зоні ушкодження неоднорідне. Вплив пошкодження поширюється на довжину  $\approx 0,32$  м від ушкодження. Поза цією

довжиною поле температур є одномірним і можна вважати теплопередачу як для неушкодженої ізоляції. Подібні дослідження були проведені за різних граничних умов та інших діаметрів трубопроводу.

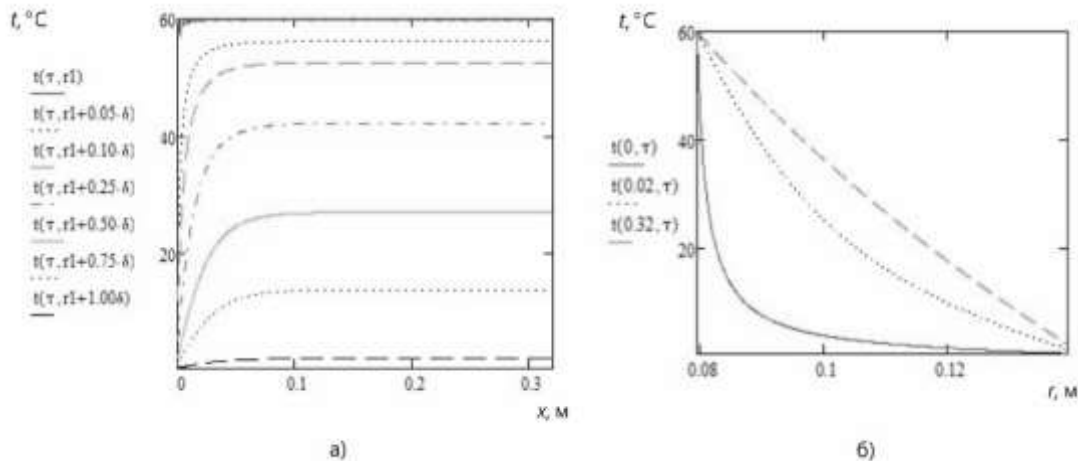


Рисунок 3 - Приклад поля температур шару ізоляції у розрізі пошкодженої ділянки  
а) - по довжині труби на різних радіусах; б) – за радіусом на різній довжині

При проведенні математичного моделювання знайдено зону впливу пошкодження та теплопередачі через бічні поверхні пошкодженого ізоляційного шару труби на тепловий потік  $L_{\text{біч}}$  (див. рис. 2). Встановлено, що при діаметрах труб від 32 мм до 273 мм і стандартних товщинах ізоляції 40 мм з мінеральної вати ця зона впливу складала 0,2 м в обидва боки від пошкодження, і 0,32 м при товщині ізоляції 60 мм. Виявлено, що ці значення не залежать від температурних та граничних умов.

Для пошуку результуючого теплового потоку з ділянки трубопроводу з пошкодженою ізоляцією (рис. 2) також використовується математичне моделювання. Теплові потоки з поверхонь пошкодження визначаються шляхом інтегрування рішення (6) на межах ділянки:

$Q_T$  – тепловий потік з "горцевої" частини на довжині впливу пошкодження, Вт

$$Q_T = 2\pi r_2 \int_0^{L_{\text{біч}}} \alpha_3 u dx; \quad (9)$$

$Q_6$  – тепловий потік з "бічних" поверхонь у розрізі пошкодження, Вт

$$Q_6 = \int_{r_1}^{r_2} 2\pi r \alpha_6 u dr. \quad (10)$$

Крім того розраховуються:

$Q_B$  – тепловий потік з вільної ділянки труби з урахуванням граничних умов (3) та (5), Вт

$$Q_B = k_B (t_T - t_{\text{о.с.}}) L_B; \quad (11)$$

$Q_{H0}$  – нормативний тепловий потік, визначений за нормами густини теплового потоку  $q_{H0}$  [1, 2] з урахуванням різниці температур теплоносія та навколишнього середовища

$$Q_{H0} = q_{H0} L_0; \quad (12)$$

$Q_H$  – тепловий потік при заданій нормативній товщині ізоляції  $\delta=40$  мм. або  $\delta=60$  мм [2] (тобто з непошкоджених ділянок)

$$Q_H = q_H L_H, \quad (13)$$

де  $L_0$  – повна довжина ділянки трубопроводу, що розглядається, м;  $L_B$  – ділянка оголеної вільної труби, м;  $L_H$  – довжина ділянки трубопроводу без вільної труби та зон впливу пошкодження, м;  $q_H$  – лінійний тепловий потік з непошкодженої ділянки, Вт/м,  $q_H = k_H (t_T - t_{\text{о.с.}})$ ;  $k_B$  та  $k_H$  – лінійні коефіцієнти теплопередачі через вільну ділянку та через непошкоджену ділянку (з повним шаром ізоляції).

У результаті фактичні теплові втрати пошкодженої ділянки трубопроводу

$$Q_\Phi = Q_C + Q_T + Q_{\text{біч}}. \quad (14)$$

Сумарні теплові втрати з ділянки трубопроводу

$$Q_{\Sigma} = \sum Q_H + \sum Q_B + \sum Q_T + \sum Q_{\text{біч}}. \quad (15)$$

У розробленій методиці розраховуються необхідні коефіцієнти:

а) збільшення теплового потоку з вільної ділянки трубопроводу

$$K_{LB} = \frac{q_B}{q_H} = \frac{k_B(t_T - t_{0.c})}{k_H(t_T - t_{0.c})} = \frac{k_B}{k_H}; \quad (16)$$

б) збільшення теплового потоку на ділянці впливу ушкодження

$$K_{\text{біч}} = \frac{Q_T + Q_{\text{біч}}}{q_H L_{\text{біч}}}, \quad (17)$$

де  $L_{\text{біч}}$  – зона впливу ділянки пошкодження, м;

в) коефіцієнт збільшення (зменшення) нормативного теплового потоку при заданій товщині шару ізоляції

$$K_{\delta} = \frac{q_H}{q_{H0}}. \quad (18)$$

Результуючий коефіцієнт збільшення теплового потоку для трубопроводу теплотраси в порівнянні з нормативним:

$$K_{\text{із.н.}} = \frac{Q_{\Sigma}}{q_H L_0} = 1 + \Delta_{\text{ушк.}} \cdot n_{\text{ушк.}} (K_{LB} - 1) + n_{\text{ушк.}} (K_{\text{біч}} - 1) \frac{L_{\text{біч}}}{L_0}, \quad (19)$$

де  $\Delta_{\text{ушк.}}$  – частка ушкодження,  $\Delta_{\text{ушк.}} = \frac{L_B}{L_B + 2 \cdot L_{\text{біч}}}$ ;  $n_{\text{ушк.}}$  – кількість ушкоджень.

Якщо необхідно розрахувати результуючий коефіцієнт збільшення теплового потоку для трубопроводу теплотраси по відношенню до нормативного теплового потоку, визначеного за нормами щільності з урахуванням температурних умов роботи мережі,  $K_{\text{із.н.}}$  необхідно помножити ще й на  $K_{\delta}$ .

Як приклад розглянуто модельне завдання на ділянці трубопроводу, що подає  $\varnothing 159$  мм та товщиною шару ізоляції  $\delta=60$  мм. Розподіл температур в інтервалі м для одного пошкодження на цій ділянці наведено на рис.3. Під час обстеження виявлено, що частка ушкодження ізоляції трубопроводу становила  $\Delta_{\text{ушк.}}=0,2$ , кількість пошкоджень на загальній довжині  $n_{\text{ушк.}}=10$ . В результаті математичного моделювання розраховано необхідні коефіцієнти:  $K_{LB}=19,837$ ,  $K_{\text{біч}}=1,261$ ,  $K_{\delta}=0,903$ . Результуючий коефіцієнт збільшення нормативного теплового потоку (19) для даних температурних умов роботи (тобто з урахуванням  $K_{\delta}$ ) склав 4,318.

Проведені експериментальні та чисельні дослідження методом кінцевих різниць в комбінації з методом прогонки змінних напрямлень [6] для аналогічних моделей підтвердили збіг аналітичного рішення запропонованої моделі та кінцеворізничевої моделі [7] у межах допустимої погрешності.

### Висновки

Розроблені математичні моделі та методи дозволяють оцінити та прогнозувати реальні теплові втрати через ізоляцію трубопроводів при передачі теплоносія з урахуванням фактичного стану ізоляції під час експлуатації трубопроводів теплових мереж. Їх досить легко використовувати для інших умов роботи мережі, дослідити вплив найвагоміших факторів на теплові втрати, а також для вибору раціональних параметрів роботи теплової мережі та нормування теплових втрат.

### Список використаної літератури

1. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях: РД 34.09.255 (МУ 34-70-080-84) – М. : – Союзтехэнерго. – 1985. – 72 с.
2. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов: : СНиП 2.04.14-88. – Официальное издание. – М. : Госстрой СССР, 1989.
3. Корн Г. Справочник по математике / Г. Корн, Т. Корн ; под общ. ред. И. Г. Арамановича. – М. : Наука, 1978. – 832 с.
4. Бронштейн И. Н., Семендяев К. А. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов. — изд. 13-е. — М. : Наука, 1986. — 544 с.
5. И.С. Градштейн, И.М.Рыжик. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений. — изд. 4-е перераб. — М. : Физматгиз, 1963. — 1100 с.
6. Самарский А. А. Теория разностных схем / Самарский А. А. – М.: Наука, 1989. – 616 с.

7. Підкопай В. М. Математичне моделювання та ідентифікація фактичних теплових втрат через пошкоджену ізоляцію трубопроводів теплотрас / В. М. Підкопай, А. М. Ганжа, Н. А. Марченко // Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ": зб. наук. пр. Темат. вип. : Енергетичні та теплотехнічні процеси та устаткування. – Харків: НТУ "ХПІ", 2014. – № 12 (1055). – С. 83-89.

**A. Ganzha**<sup>1</sup>, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0003-3967-2421

**V. Kornelyuk**<sup>1</sup>, ORCID 0000-0002-0212-1290

**N. Marchenko**<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof., ORCID 0000-0001-9889-3713

<sup>1</sup>National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"

## **ANALYTICAL SOLUTION OF THE DIFFERENTIAL EQUATION OF HEAT CONDUCTIVITY FOR DAMAGED THERMAL INSULATION OF PIPELINES**

*For heat supply systems of Ukraine, the determination and forecasting of thermal energy losses during the transportation of heat carrier is an urgent problem. The thermal lines of the heating networks are long and its insulation is damaged. Installation of heat energy metering devices at all sources and all consumers (i.e. buildings) without exception allows determining and forecasting real heat losses in the heat network, but this is a difficult task, not all consumers and sources are actually covered by heat consumption accounting. The task of determining heat losses is also relevant for energy management systems of heat supply systems, energy companies and industry. The solution to the problem is proposed by a separate mathematical modeling of the temperature state of the section of the damaged insulating layer with the determination of the heat flow through it. It is proposed to solve the problem by the method of analytical solution of the differential equation of heat conduction with boundary conditions of the third kind. With the uniform distribution of characteristic damages along the total length of the pipeline, knowing the limits of damage influence, the share of insulation damage and the number of damages on the pipeline, it is possible to determine the real heat flow from the outer surface of the pipelines, including coefficient of increase of heat losses on the section of the heat pipe in relation to those determined by regulatory documents. Traditionally, one-dimensional models or determinations of the two-dimensional temperature field and actual heat fluxes in a cross-section to the axis of a characteristic damaged section of insulation are considered. But this does not take into account the two-dimensionality of the temperature field of the damaged layer of insulation along the length (that is, along the axis) of the pipeline. Therefore, the purpose of this work is to develop a methodology for determining heat losses through pipelines, taking into account the damage to their insulation and the distribution of characteristic damages along the length. The following simulation was carried out for one of the areas. Also, experimental and numerical studies using the finite difference method in combination with the method of running variable directions for similar models confirmed the coincidence of the analytical solution of the proposed model and the finite difference model within the permissible error.*

**Keywords:** energy management systems, heat supply, pipeline, thermal insulation, damage, heat transport, heat loss, mathematical modeling, analytical solution

### **References**

1. Metodicheskiye ukazaniya po izmereniyu teplovykh poter' v vodyanykh i parovykh teplovykh setyakh: RD 34.09.255 (MU 34-70-080-84) – М. : – Soyuztekhnenergo. – 1985. – 72 s.
2. Teplovaya izolyatsiya oborudovaniya i truboprovodov: SNiP 2.04.14-88. – Ofitsial'noye izdaniye. – М. : Gosstroy SSSR, 1989.
3. Korn G. Spravochnik po matematike / G. Korn, T. Korn ; pod obshch. red. I. G. Aramanovicha. – М. : Nauka, 1978. – 832 s.
4. Bronshteyn I. N., Semendyayev K. A. Spravochnik po matematike dlya inzhenerov i uchaschchikhsya vtuzov. — izd. 13-ye. — М. : Nauka, 1986. — 544 s.
5. I.S. Gradshteyn, I.M.Ryzhik. Tablitsy integralov, summ, ryadov i proyavleniy. — izd. 4-ye pererab. — М. : Fizmatgiz, 1963. — 1100 s.
6. Samarskiy A. A. Teoriya raznostnykh skhem / Samarskiy A. A. – М.: Nauka, 1989. – 616 s.
7. Pidkopay V. M. Matematychnye modelyuvannya ta identyfikatsiya faktychnykh teplovykh vtrat cherez poshkodzhenu izolyatsiyu truboprovodiv teplotras / V. M. Pidkopay, O. M. Hanzha, N. O. Marchenko // Visnyk Nats. tekhn. un-tu "KHPI": zb. nauk. pr. Temat. vip. : Enerhetychni ta teplotekhnichni protsesy ta obladnannya. – Kharkiv: NTU "KHPI", 2014. – №12 (1055). – S. 83-89.

Надійшла: 09.11.2023

Received: 09.11.2023

## ANALYSIS OF THE POTENTIAL AND PERSPECTIVES OF THE DEVELOPMENT OF BIOMASS TECHNOLOGIES IN UKRAINE

*This article provides an in-depth analysis of the potential and prospects for the development of biomass technologies in Ukraine. An overview of the current state of biomass use in the energy, industrial and agricultural sectors of the country is being carried out. The article examines in detail different types of biomass such as wood, agricultural residues, biological waste, etc., and their potential for producing energy and other useful products. Particular attention is paid to technological innovations in the field of biomass processing, including processes of biogasification, pyrolysis and hydrothermal conversion. The authors analyze the ecological and economic aspects of using biomass as an energy source, considering its impact on reducing greenhouse gas emissions and ensuring the country's energy independence. In addition, the article examines important legislative and strategic initiatives aimed at supporting the development of biomass use in Ukraine, and puts forward proposals for further steps to stimulate this direction. In general, the article serves as a valuable source of information for scientists, experts and decision-makers interested in the development of sustainable energy and the use of renewable energy sources in Ukraine.*

*Recommendations for the further development of the use of biomass in Ukraine are formulated, taking into account the importance of solving environmental problems and energy independence. Summarizing, the article not only offers an in-depth analysis of the potential and prospects for the development of biomass technologies, but also defines the ways for the practical realization of this potential in the conditions of modern energy and environmental challenges.*

**Keywords:** *biomass, renewable energy sources, development potential and prospects, energy security, sustainable development.*

**Introduction.** The modern world is facing unprecedented challenges related to climate change, energy security and ecosystem sustainability. In this context, the development of renewable energy sources and the creation of effective systems for the use of natural resources become an important task. One of the potential solutions is the development of biomass technologies. Biomass includes organic materials such as wood, straw, manure, and other biological wastes that can be used to produce energy, heat, fuel, and biochemical products. The use of biomass can help reduce greenhouse gas emissions, reduce dependence on imported energy sources, and create new opportunities for the development of agriculture and the bioeconomy in Ukraine. This article is devoted to the analysis of the potential and prospects for the development of biomass technologies in Ukraine. Existing technologies of biomass use, advantages and limitations of their implementation, as well as possible ways of promoting the development of this sector in the country are considered. The conducted analysis will help to understand how biomass can become an important component of sustainable development of Ukraine and contribute to the achievement of energy efficiency and environmental goals.

**Main goal and tasks.** *The main goal* of this article is a thorough analysis of the potential and prospects for the development of biomass technologies in Ukraine, taking into account modern challenges related to energy security, climate change and sustainable development. The specific tasks of the research include the following: conducting an overview of the current state of biomass technology use in Ukraine, including existing projects, the volume of biomass energy production, and the types of biomass used; determine the advantages and limitations of using biomass in the context of energy efficiency, environmental requirements, and economic sustainability; identify potential industries and applications of biomass technologies that may become important in Ukraine, including the production of biofuels, heat, electricity, and biochemical products; consideration of foreign experience and best practices in the field of biomass use and determination of the possibilities of their adaptation to Ukrainian conditions; developing recommendations and strategic steps for the government, business and the public to promote the development of biomass technologies in Ukraine, including measures to raise awareness, create favorable conditions for investment, and support research and development of this sector. This article is designed to promote understanding and discussion of the opportunities and challenges associated with the use of biomass in Ukraine, and to promote the development of a sustainable, ecological and energy-secure economy.

**Material and research results.** The modern world is experiencing a number of global challenges related to climate change, energy security and sustainable development. One of the possible solutions to overcome these challenges is the use of biomass as a source of energy and raw material for the production of various products. Ukraine, with its large natural resources and potential in the agricultural sector, has a unique opportunity to develop biomass technologies that will contribute to sustainable development and improvement of the ecological situation. Ukraine is one of the countries where biomass potential is huge. A large part of land resources is used for

agricultural production, which creates large volumes of biological waste, such as straw, manure and other plant and animal residues. This waste can be used to produce biomass energy, biofuel, and other products. In addition, the Forest Fund of Ukraine provides an opportunity to use wood as a source of biomass. The forest industry has the potential to develop technologies for the production of biofuels and other wood-based products.

The International Renewable Energy Agency (IRENA) has developed a forecast for the introduction of RES until 2050. IRENA suggests that RES could account for 60% or more of the total final energy consumption of many countries. For example, China can increase the share of RES in energy consumption from 7% in 2015 to 67% in 2050. In the EU, this share can increase from 17% to more than 70%. In India and the USA, the amount of energy from RES in the total energy consumption can reach two thirds or more. According to IRENA forecasts, bioenergy will play a key role in the implementation of the "green" energy transition and the reduction of greenhouse gas emissions in the world. IRENA estimates that the share of biomass in the final consumption of renewable energy will be almost half in 2030 and 40% in 2050. The agency's conclusion: without doubling energy production from biomass by 2050, it is impossible to keep the global temperature rise on Earth within 2 °C. Analytical company Ecofys has developed an ambitious scenario of achieving 95% of final energy consumption in the world from RES by 2050. It is important to note that according to this scenario, as in IRENA forecasts, about 40% of all renewable energy will be provided by biomass.

According to the European Commission, in order to achieve the ambitious goal of reducing greenhouse gas emissions to zero, the share of bioenergy in the total energy mix should be at least 20% (about 30% of all RES) in 2050. According to IRENA's forecast, the production of electricity in the world during 2015-2050 will almost double in 2018 with provision of 85% of the total volume at the expense of RES. Ecofys estimates that the share of biomass in global electricity production will be about 12%. In the EU electricity sector, according to various scenarios (80-100% "green" electricity by 2050), the share of biomass in electricity production will be 10-12%. Today, biomass provides about 17% of the EU's total need for heat and cold, which corresponds to 87% of the contribution of all RES. Over the past 20 years, the volume of heat consumption from biomass in Europe has increased by 1.7 times - from 52 to 90 million tons per year. It is predicted that the significant contribution of bioenergy to the production of renewable heat will remain in the long term.

There are many examples of successful implementation of similar modern bioenergy projects in the world and in the EU. For example, in the center of Stockholm with a population of 2.3 million people, one of the world's largest biomass thermal power plants operates (130 MW<sub>el</sub> + 280 MW<sub>t</sub>). Biomass provides 80% of the city's heat needs and 20% of energy for transport. By 2030, the transition of the city to 100% RES is planned. Vilnius (550,000 people) operates the largest biomass thermal power plant in Eastern Europe (70 MW<sub>el</sub> + 164 MW<sub>t</sub>). Bioenergy provides 85% of the city's need for heat and 25% of its need for electricity. By 2040, it is planned to achieve 100% of thermal energy from RES in Vilnius. In Copenhagen, 98% of the housing stock (including the private sector) is connected to a fully competitive district heating system. Several large biomass CHP plants with a total thermal capacity of 1.3 GW operate in the city. Biomass currently provides 90% of Copenhagen's heat needs and 20% of energy in the transport sector. By 2040, it is planned to achieve 100% of all energy from RES. There is also an opinion that in the future it is possible to reach almost 100% share of electricity use in heating and transport, therefore there is no room left for biomass in these sectors. The prospects of bioenergy in the electric power sector are seen in the combined production of heat and electricity (biomass thermal power plant), as well as through the use of biomethane to balance power systems with a high share of RES. Biomethane production potential in Ukraine is estimated at 7.8 billion m<sup>3</sup>/year. This amount is more than enough for the complete conversion of the necessary gas shunt generation to biomethane.

The study of climatic conditions and resources of renewable sources in Ukraine, as well as the current experience of their use in the world, allows us to determine biomass energy as one of the most promising vectors of renewable energy for the next 20-25 years. In the energy sense, biomass means the production of electrical and thermal energy (as well as liquid and gaseous fuel) from organic substances of vegetable and animal origin that contain carbon (wood waste, peat, straw, plant residues of agriculture, organic part of solid household waste, etc.). [1]

*The main methods of obtaining biomass energy include:* burning of raw materials of plant origin (wood, straw, husks, etc.); incineration of municipal solid waste; use of vegetable oils as fuel for internal combustion engines; biopreservation or decomposition of organic substances of plant or animal origin in anaerobic conditions with the formation of biogas, ethanol, butanol, etc.; thermochemical conversion (pyrolysis, gasification, synthesis) of solid organic substances (peat, wood, etc.) with the production of "synthesis gas", synthetic gasoline.

Today, biomass is the *fourth largest source of energy worldwide*. The content of biomass in the biosphere is very large - 800 billion tons. 200 billion tons are recovered annually. The global economic potential of biomass use is 3.27 billion tons of conventional fuel. In particular, for Russia, it is approximately 15% of the total. Therefore, in the future, it will play an important role in meeting the world's energy needs. [2]

Biomass can make a significant contribution to the direct substitution of fossil fuels in the production of thermal energy. In Ukraine, there are a number of barriers that prevent the widespread involvement of biofuels in this sector. As a result of the monopoly position of enterprises in the district heating (DH) sector and imperfect

legislation, there are the following problematic issues in the district heating sector in Ukraine: lack of prerequisites for competition, lack of incentives to increase the efficiency of heat energy production, the existence of barriers to access to heat networks of independent CH producers (including producers of CHP from biomass), high tariffs for CHP, low investments in the modernization of CH systems, lack/insufficiency of investments as a result of the imperfection of the existing tariff formation mechanisms.

The results of research conducted in the state of Iowa (USA) revealed an interesting comparison between different biomass and fossil fuels. Thus, for high-temperature and power plants, biomass cannot compete with coal, although agricultural residues can be supplied at a lower cost. Also, fuels used in transport and obtained from biomass cannot always compete with fuels obtained from oil. Although in the future, with the increase in the price of fossil fuels and the improvement of biomass processing technologies, the situation may change rapidly. In addition to the costs of collecting and transporting fuel from biomass, the final cost of its energy will also be affected by the cost of equipment, its maintenance and operation. Such system costs will in turn depend on the size and type of processing system. For small-scale electricity production, biomass can be more cost-effective than fossil fuels, but again it depends on the situation. So, for example, power-based gasifiers for electricity generation in remote areas of India are cheaper than diesel-based energy production, which is confirmed by their growing number. For large-scale biomass energy production, studies show that only cheap waste fuel can be competitive with coal-based energy production, since the cost of electricity using hybrid willows as fuel can be about twice the cost of electricity, produced from coal. This explains why the vast majority of US electricity generation is based on forest waste. [5]

Modern technologies using biomass are still in the initial stages of development and commercialization. The reason here is a large number of barriers that must be removed. For example, the low price of oil on the international market was until recently the main obstacle to the development of many renewable energy systems. Also, the situation may worsen with subsidies that may be provided for fossil fuels.

The current situation with energy supply in Ukraine is very similar to that which existed in Denmark before 1976, when it was an extremely poor European country, because most of the money earned by fishing, shipbuilding and agriculture was spent mainly on the purchase of energy resources. Since 1976, the Danish government has taken a course for the intensive development of PEK. Large-scale implementation of wind and solar energy, technologies for the use of biomass, biogas and energy saving in production, Denmark has transformed from a poor country to a rich one in 12-15 years, its population has a high level of social security, and the government implements an independent policy on the world stage. [7]

Denmark's experience in modernizing the fuel and energy complex is currently being actively used by numerous EU member countries on the basis of the relevant EU directive, as well as the USA, India, and China. Ukraine should make a breakthrough in the same direction as the leading countries. It is easier to bet on the development of renewable energy in Ukraine, since the first stage has already been passed. In our country, unlike other states of the former USSR, the leadership declaratively stimulates its development. The problems of organic waste processing are particularly relevant for Ukraine compared to all other CIS countries and most European countries. Firstly, it is a country with a highly developed agricultural, food and processing industry, and secondly, it is a largely urbanized state. The share of traditional fuels in the total national energy use of Ukraine will decrease when conditions are created for increasing the consumption of biomass energy. The advantage of fossil fuels, particularly coal, over biomass would be significantly less in terms of market price if environmental costs were factored into fuel pricing. Since today there is a problem of large-scale use of fossil fuels in relation to the impact on the environment, it is not appropriate to exclude it from the energy assessment. In order to increase the percentage of biomass consumption in the total resource, as well as for it to play an important role in the energy sector of Ukraine, it is necessary to overcome a number of problems and make effective improvements.

It is worth highlighting *the key challenges* that may arise when implementing new biomass technologies: subsidies and low (non-world) prices for primary fuel; lack of a national coordinating agency for renewable energy; high prices for biomass and installations; lack of information for the population; lack of understanding of the impact on health; lack of suitable projects for local traditions in some regions; lack of local support services; futures investments. [9]

Extremely important for Ukraine is the large-scale application of technologies for the use of plant biomass both through direct burning and its conversion to biogas, biodiesel, generator or pyrolysis gas, which can act as full-fledged substitutes for natural gas, coal, motor fuels, other petroleum products and primary energy sources. At the same time, valuable organic fertilizers can be produced, which are extremely necessary to preserve humus in Ukrainian chernozems, increase their fertility, and limit the "poisoning" of the earth by herbicides. From the energy and economic point of view, the most appropriate method of biomass utilization is gasification with the subsequent production of synthesis gas from almost any carbon raw material. In particular, Ukraine has the opportunity to use the potential of raw materials for the production of synthesis gas in the amount of approximately 36 million tons. p., which is approximately 22% of the need for fuel and energy resources.

*Biomass utilization technologies.* Biomass utilization technologies include processes of biogasification, production of biofuel, bioproducts and heat. Biogasification, for example, allows you to turn organic materials into



biogas, which can be used to produce electricity and heat. Biofuel, like biodiesel, can be obtained from vegetable raw materials and is used in motor vehicles and other areas.

*Advantages and limitations of using biomass.* The use of biomass has its advantages and limitations. Benefits include reduced greenhouse gas emissions, reduced energy dependence on imported sources, and improved air quality. However, limitations include high infrastructure costs, competition with other forms of energy production, and potential negative impacts on biodiversity. Prospects for the development of biomass technologies in Ukraine The use of biomass technologies can contribute to the diversification of energy sources and the reduction of the carbon footprint. The development of the biomass industry will also create new jobs and contribute to the development of the agricultural sector. However, certain measures are needed to achieve these prospects, such as creating an enabling legal environment, supporting innovation and research, and attracting investment. It is also important to give weight to environmental aspects and follow a sustainable approach in the development of biomass technologies. [10]

In Ukraine, 5 million tons of straw are regenerated annually. From 1 million tons of straw, you can get 100,000 tons of ethyl alcohol, 140 million m<sup>3</sup> of methane, and tens of tons of fertilizers. According to the calculations of the National Academy of Sciences, the use of only 20% of straw resources (this amount of straw is lost annually) makes it possible to fully meet the needs of the population, primarily rural, in electrical and thermal energy. In order to use these potential opportunities of straw, it is necessary to establish the production of equipment for its collection and packaging, boilers and other energy equipment for use. When all biomass resources are involved in the Ukrainian fuel and energy balance, a real basis will appear for the modernization and optimization of the coal industry so that it becomes safe for the life and work of miners, profitable and not burdensome for the state budget, and takes its proper place in the PEB and did not destroy the environment. The next reserve of Ukraine's fuel resources is the forest, the potential of which is not yet satisfactorily used, as dry and substandard wood that rots is not used, and forests are overgrown with shrubs. At the same time, schools, preschools, rural hospitals, as well as some industrial enterprises are not properly heated in the winter. Therefore, for their heating, it is necessary to adjust the production of heating equipment for local types of fuel

The financial costs of biomass energy technologies depend to a large extent on the cost of biomass fuel, which in turn depends on the location and type of fuel. For example, the range of costs for biomass residues such as sunflower husks, straw varies from negative values, in those situations where they are used as waste, and have a cost that is related to their location to the processing facility where it can be used as an energy resource. Ukraine's energy problems are expected to contribute to the use of cheap biomass resources and the introduction of new technologies for its utilization, which in turn will contribute to solving environmental and economic problems. Thus, striving to reduce the man-made load on the surrounding natural environment, it is necessary to simultaneously find opportunities to reduce the threat of bankruptcy of specific business entities. At the same time, one should take into account the fact that in the territories of industrial zones, various wastes of economic activity in the form of biomass of industrial, plant and agricultural origin, solid household waste, etc., are systematically accumulated. In most cases, the specified types of waste are suitable for energy utilization, in the implementation of which two goals are achieved: alleviating to a certain extent the threat of bankruptcy of entities of economic activity that use energy-utilized waste due to the lower cost of the latter, compared to traditional fuel energy resources and the relevant territory is freed from waste of this type, which is systematically accumulated. Energy dependence on the world oil and gas market is likely to promote the use of biomass as a way to increase energy security throughout the world, including Ukraine. The rate of future use of biomass as an energy source will depend on the measures that need to be taken to remove the barriers listed above. According to the RES development program in the EU countries, by 2010 the share of biomass in its total contribution should be 74%, which will be equal to 9% of the total consumption of primary energy carriers. It follows that Ukraine should also set similar goals for itself and should not lag behind Europe in this matter. Therefore, it is necessary to begin the large-scale implementation of priority measures for the use of biomass immediately, since further delay is unacceptable.

In order to strengthen the energy sustainability of Ukraine, OJSC "Naftogaz of Ukraine" has started preparatory work on the construction of thermal power plants in Lviv and Zhytomyr that will run on biomass (wood chips) and solid secondary fuel. The total capacity of the facilities will be 90 MW of thermal energy and 11 MW of electrical energy. The planned period of commissioning of facilities in the city of Lviv - I quarter. 2023, in the city of Zhytomyr - IV quarter. In 2023, Naftogaz of Ukraine intends to build 9 bio-CHP plants and bio-boiler plants in 8 regions of Ukraine, which will have a total capacity of 250 MW of thermal energy and 52 MW of electricity. The company plans to become the largest heat generator from biomass by 2027, as well as replace about 2 billion cubic meters. natural gas.

In recent years, a number of important and essential steps have been taken to develop the production of alternative fuels in Ukraine: on October 21, 2021, Law of Ukraine No. 1820-IX "On Amendments to Certain Laws of Ukraine Regarding the Development of Biomethane Production" was adopted, which established the legislative basis for development of the biomethane market in Ukraine and its export, thanks to the use of the biomethane registry. Resolution No. 823 of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated July 22, 2022 No. 823 of the Cabinet of Ministers of Ukraine approved the Procedure defining the requirements for the functioning of the biomethane

register and instructed the State Agency for Energy Efficiency and Energy Saving to ensure its creation and operation. The Law of Ukraine of May 31, 2022 No. 2284-IX "On Amendments to the Tax Code of Ukraine and other laws of Ukraine regarding the stimulation of the production of denatured ethyl alcohol" entered into force, which provides for the possibility temporarily, for the period of the legal regime of martial law, for subjects businesses that have a license for the production of undenatured ethyl alcohol to produce denatured ethyl alcohol and/or bioethanol on the basis of a license for the production of undenatured ethyl alcohol, and business entities that have a license to produce denatured ethyl alcohol to produce bioethanol. On April 1, 2022, the project of the Law of Ukraine "On Amendments to the Tax Code of Ukraine and other legislative acts of Ukraine regarding the payment of a single contribution and accounting for denatured ethyl alcohol and products for chemical and technical purposes" dated March 30, 2022 No. 7233 was taken as a basis. It is proposed reduction of VAT to 7% and abolition of excise tax on alternative fuels until martial law is lifted. The draft law provides for a mandatory share (at least 10%) of the liquid biofuel content in automobile gasoline (at the same time, it should be postponed until martial law is lifted). The Law of Ukraine dated June 20, 2022 No. 2320-IX "On Waste Management" will facilitate the establishment of biomass production based on organic household waste thanks to the implementation of a separate collection system.

*Factors influencing the bioenergy industry of Ukraine.* The underdeveloped fuel market in Ukraine - the creation of a biofuel market and the development of legal acts that will regulate its activity are a necessity. Monopoly position on the heat supply market - it is urgently necessary to introduce a competitive thermal energy market based on the model of a single buyer and to start work on by-laws that will guarantee the implementation of the law. Complicated access to heat networks - it is necessary to update the legal framework, provide for an exceptional list of grounds for refusal of connection, as well as provide for the need to provide the TKE with a full description of the system for assessment by a potential manufacturer of the possibility of connection. We also face the problem of insufficient biomass on the market, which leads to higher prices. The problem can be solved by creating a biofuel trading system, a single electronic platform for biofuel trading. State-owned enterprises will have the obligation to sell part of the raw materials through this system, and those who use the "green" tariff and the incentive tariff for heat will be obliged to buy biomass through this platform. This is a guarantee of quality, a good price and the presence of interested players on the market. Low investment attractiveness of bioenergy projects. The period of validity of the "green" tariff is not enough for the payback of bioenergy projects. Attention should also be paid to the possibility of extending the "green" tariff to make it higher for low-power installations. Lack of stimulation for the cultivation of energy crops - today, farmers do not have a sufficient level of motivation and stimulation to attract significant amounts of investment in the development of projects for the cultivation of energy crops due to low profitability. It is also necessary to lease land for such projects without auctions, to extend the lease term by at least 20 years, and to provide for a one-time subsidy of UAH 25,000 per hectare. The state will bear the costs and help establish the plantations, but for the next 20 years they will provide local fuel, create jobs, and improve local development through the payment of taxes. Complicated access to logging residues makes it extremely important to ensure the transportation of such residues to the nearest roads and to prohibit their burning in the forest.

*Increasing the volume of biomethane production in Ukraine.* In the future, this gas can be fed into a gas pipeline and used for heat, electricity and transport. In Ukraine, it is possible to obtain biomethane not only from traditional silage and manure. Modern technologies allow the use of agricultural residues, straw, etc. It is necessary to create a register where each produced cube of biomethane will be recorded and each consumed cube will be written off.

**Conclusions.** The potential for the development of biomass technologies in Ukraine is huge, and this industry can become an important tool for achieving energy efficiency, reducing emissions, and developing a sustainable economy. With the right measures and strategic planning, Ukraine can use its biomass potential to improve the quality of life of its citizens and ensure a sustainable future. In order to create a competitive biofuel market in Ukraine, it is necessary to ensure the free access of enterprises of all forms of ownership to waste or by-products of forestry and agriculture, as well as to establish a biofuel exchange for the implementation of transactions of purchase and sale of various types of biofuel.

The development of biomass technologies in Ukraine has great potential and can become an important factor in achieving energy sustainability, reducing greenhouse gas emissions, and sustainable development of the country. Based on the analysis, the following conclusions can be drawn: Ukraine has a significant potential for the use of biomass due to large volumes of agricultural production and forest resources. The use of biomass reduces dependence on imported energy sources and contributes to the development of agriculture. Biomass utilization technologies include biogasification, biofuel production, biochemical processes, and others. They can be used to produce electricity, heat, biofuel and other products. The advantages of using biomass are to reduce greenhouse gas emissions, improve air quality and promote the development of the agricultural sector. However, there are limitations such as high infrastructure costs and competition with other energy sources. The prospects for the development of biomass technologies in Ukraine are quite impressive and have a real chance to be realized by

attracting additional investment, but require comprehensive measures, such as creating a favorable legislative environment, supporting research and innovation, and attracting investment. It is important to remember that the development of biomass technologies should take place within the framework of a sustainable approach, taking into account environmental aspects and social benefits. In general, the development of biomass technologies in Ukraine is a promising direction that can contribute to the achievement of a number of economic, environmental and energy goals. It is necessary to pay attention to further research and development of this industry in order to improve energy security and sustainable development of Ukraine.

#### References

1. Lysenko, V.V. (2020). Biomass technologies in the modern energy complex of Ukraine: analysis and development prospects. Bulletin of Kharkiv National Technical University of Agriculture named after P. Vasylenko, (201), 39-46.
2. State Statistics Service of Ukraine (2021). Statistical data on the production of biomass energy in Ukraine. Available at: <http://www.ukrstat.gov.ua>.
3. European Biomass Association (AEBIOM). (2019). Biomass in Ukraine: A chance for sustainable energy. Available at: <http://www.aebiom.org>.
4. Dmitriev, M.V. (2018). Biomass as a source of renewable energy: world experience and opportunities in Ukraine. Energy of Ukraine, (5), 22-29.
5. Shevchenko, O.M. (2022). Development of the field of biomass use in Ukraine: problems and prospects. Scientific Bulletin of the National Forestry University of Ukraine, (32), 46-52.
6. Ahmad, A., Hameed, B.H. (2018). Progress in the production of activated carbon from agricultural waste biomass for supercapacitors: A review. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 57, 1-13.
7. Demirbas, A. (2001). Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. Energy Conversion and Management, 42(11), 1357-1378.
8. European Biomass Association. (2019). AEBIOM statistical report on wood pellet markets in Europe. Retrieved from <https://www.aebiom.org/wp-content/uploads/2019/01/AEBIOM-statistical-report-on-wood-pellet-markets-in-Europe-2019.pdf>
9. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2020). Biomass energy data book. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79456.pdf>
10. Pyrko, I., Laskova, L., Brouček, J., Tyuftin, A., & Malchuk, I. (2018). Current state and perspectives of biomass resources and utilization in Ukraine. Journal of Ecological Engineering, 19(2), 229-234.
11. Vargas, L. F. C., & Eichler, P. (2013). Biomass energy in Ukraine: Opportunities and challenges. Biomass and Bioenergy, 49, 194-204. World Bioenergy Association. (2020).
12. World bioenergy statistics. Retrieved from <https://worldbioenergy.org/statistics/>

**А.Р. Трачук<sup>1</sup>**, аспірант, ORCID 0000-0001-8755-605X

<sup>1</sup>Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

### **АНАЛІЗ ПОТЕНЦІАЛУ ТА ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ТЕХНОЛОГІЙ БІОМАСИ В УКРАЇНІ**

*У даній статті проводиться глибокий аналіз потенціалу та перспектив розвитку технологій використання біомаси в Україні. Здійснюється огляд сучасного стану використання біомаси в енергетичному, промисловому та сільськогосподарському секторах країни. В статті детально розглядаються різні види біомаси, такі як деревина, сільськогосподарські залишки, біологічні відходи тощо, та їх потенціал для виробництва енергії та інших корисних продуктів. Окрема увага приділяється технологічним інноваціям у сфері обробки біомаси, включаючи процеси біогазування, піролізу та гідротермальної конверсії. Автори аналізують екологічні та економічні аспекти використання біомаси як джерела енергії, розглядаючи його вплив на зменшення викидів парникових газів та забезпечення енергетичної незалежності країни. Додатково, стаття розглядає важливі законодавчі та стратегічні ініціативи, спрямовані на підтримку розвитку використання біомаси в Україні, і висуває пропозиції щодо подальших кроків для стимулювання цього напрямку. В цілому, стаття служить цінним джерелом інформації для науковців, експертів та приймачів рішень, зацікавлених у розвитку сталої енергетики та використанні відновлювальних джерел енергії в Україні.*

*Сформульовано рекомендації для подальшого розвитку використання біомаси в Україні, враховуючи важливість вирішення екологічних проблем та енергетичної незалежності. Узагальнюючи, стаття не лише пропонує глибокий аналіз потенціалу та перспектив розвитку технологій біомаси, але й визначає шляхи для практичної реалізації цього потенціалу в умовах сучасного енергетичного та екологічного викликів.*

**Ключові слова:** біомаса, відновлювальні джерела енергії, потенціал та перспективи розвитку, енергобезпека, сталий розвиток.

#### **Список використаної літератури.**

1. Лисенко, В.В. (2020). Технології біомаси в сучасному енергетичному комплексі України: аналіз та перспективи розвитку. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка, (201), 39-46.
2. Державна служба статистики України (2021). Статистичні дані про виробництво біомасової енергії в Україні. Доступно на: <http://www.ukrstat.gov.ua>.
3. European Biomass Association (AEBIOM). (2019). Biomass in Ukraine: A chance for sustainable energy. Доступно на: <http://www.aebiom.org>.
4. Дмитрієв, М.В. (2018). Біомаса як джерело відновлюваної енергії: світовий досвід та можливості в Україні. Енергетика України, (5), 22-29.
5. Шевченко, О.М. (2022). Розвиток галузі використання біомаси в Україні: проблеми та перспективи. Науковий вісник Національного лісотехнічного університету України, (32), 46-52.
6. Ahmad, A., Nameed, B. H. (2018). Progress in the production of activated carbon from agricultural waste biomass for supercapacitors: A review. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 57, 1-13.
7. Demirbas, A. (2001). Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. Energy Conversion and Management, 42(11), 1357-1378.
8. European Biomass Association. (2019). AEBIOM statistical report on wood pellet markets in Europe. Retrieved from <https://www.aebiom.org/wp-content/uploads/2019/01/AEBIOM-statistical-report-on-wood-pellet-markets-in-Europe-2019.pdf>
9. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2020). Biomass energy data book. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79456.pdf>
10. Pyrko, I., Laskova, L., Brouček, J., Tyuftin, A., & Malchuk, I. (2018). Current state and perspectives of biomass resources and utilization in Ukraine. Journal of Ecological Engineering, 19(2), 229-234.
11. Vargas, L. F. C., & Eichler, P. (2013). Biomass energy in Ukraine: Opportunities and challenges. Biomass and Bioenergy, 49, 194-204. World Bioenergy Association. (2020).
12. World bioenergy statistics. Retrieved from <https://worldbioenergy.org/statistics/>

Надійшла: 16.11.2023

Received: 16.11.2023

## ЕКОЛОГІЯ

UDC 622, 502/504

DOI 10.20535/1813-5420.1.2024.300835

N. Remez<sup>1</sup>, Dr. Sc. (Eng.), Prof., ORCID 0000-0002-8646-6527

V. Bronytskyi<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), ORCID 0000-0002-3092-3418

T. Hrebenuk<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-9287-2919

<sup>1</sup>National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

### RISK ASSESSMENT FOR THE DEVELOPMENT OF THE EXEMPLIFIED TERRITORIES

*The paper explores the risks associated with exempted and liberated territories that were previously used for certain industrial, commercial, agricultural or other activities. Such territories were captured or used by military forces during the war and then liberated or abandoned and left unattended, or were disturbed by natural disasters, man-made accidents, etc. The aim of the article is to analyze the possibility of their further use and rehabilitation.*

*The following indicators of risk sources can be identified in such areas: presence of explosive objects; level of soil and water contamination; presence of chemical, biological or radiation contamination; degree of damage to infrastructure and building structures; risk of dangerous situations and accidents; impact on the health and safety of the local population; possibility of spreading infectious diseases; presence of unexploded or uncontrolled explosive materials; risk of re-invasion by enemy forces; potential environmental damage; and potential environmental impact. Based on the analysis of these indicators, they were summarized and grouped into six main risk indicators: demining of territories; efficiency of demining and disposal of remnants of military equipment, mines, etc.; safety and efficiency of demining and disposal technologies; degree of contamination of the demined territories after demining and disposal; level of safety assessment of the population living in these territories; return of vital infrastructure. An expert assessment methodology was applied, which includes an analysis of the severity of the consequences and the likelihood of their occurrence. The risks were ranked using the method of pairwise comparisons. The results of the study can be used to develop strategies for the further use and rehabilitation of the affected areas.*

*The results of the study indicate the need for systematic monitoring and control of the exempted and liberated territories in order to prevent possible environmental and socio-economic problems. To ensure sustainable development and conservation of natural resources, due attention should be paid to the issues of environmental safety and rehabilitation of these territories. Further research in this area will allow developing more effective strategies for the use and rehabilitation of exempted areas, taking into account current environmental and socio-economic challenges.*

**Keywords:** *exempted and released territories, risk assessment, method of pairwise comparisons, sustainable use of territories, environmental safety, sustainable development*

**Introduction.** The growing relevance of the problems associated with brownfields is determined by a combination of factors, such as increasing urbanization, the shortage of available land, and the need to effectively utilize and rehabilitate already used areas. Brownfields are land plots that have lost their original functionality due to exploitation, pollution, or abandonment due to explosions, accidents, wars, and other negative events that have caused environmental pollution and other forms of damage. In Ukraine, the problem of exempted areas is becoming increasingly relevant in the context of large-scale military operations, rapid urban development and, in this regard, the need for rational use of land resources. Risk assessment in the development of areas liberated from hostilities is important to ensure human safety and restore environmental sustainability of the regions. This analysis will help to develop effective strategies for rehabilitation and restoration of the areas liberated from hostilities, taking into account the requirements of sustainable development and conservation of natural resources.

Ukraine currently has 174,000 square kilometers of land potentially contaminated by explosive ordnance, including the temporarily occupied territories. The World Bank estimates that the possible cost of surveying and cleaning up these areas is over \$37 billion. Given the ongoing hostilities, the final figures for the scope of work remain uncertain.

The main purpose of demining is the safe removal of mines, explosive materials, remnants of weapons and explosive devices from certain areas to protect civilians.

Humanitarian demining covers a wide range of activities aimed at eliminating the threats posed by explosive hazards. These activities include technical surveys, mapping, clearance, marking, post-clearance documentation, communication with local communities on mine action and handover of the cleared area. Demining can be carried out by a variety of organizations, such as non-governmental organizations, commercial companies, national mine action authorities or military units. This process can be carried out both in an emergency mode and under normal conditions [1-2].

Humanitarian demining is about more than just removing the danger from mines and other explosive hazards. It is about enabling people to return to their homes and live in safety, and about rebuilding the economy and the country as a whole. It is also about ensuring food security in the world. Mine clearance is the first step in the restoration of our country and an important prerequisite for the return of everyday life on the de-occupied land. This process includes a number of operations, such as non-technical survey, technical survey, environmental impact study, medical survey, organization of communications, checking transport routes, cooperation with the administration and, finally, land return.

Non-technical surveys play a key role in humanitarian demining activities, as it is a process that involves collecting and analyzing information about a potentially hazardous area. Its main goal is to confirm the existence of a threat, determine its type and extent, and establish the perimeter of the danger zone without the need for physical intervention. The main purpose of this process is to provide information about potentially hazardous areas and confirm their status through thorough inspection and analysis.

After completing the non-technical survey, it is necessary to review the classification of the suspected area and identify one or more confirmed hazardous areas. If the data from the non-technical survey is confirmed, you can proceed directly to the registration procedure.

Identify hazardous areas, improve the accuracy of the hazardous area assessment, and eliminate doubts about the reliability of the hazardous area information.

After completion of the non-technical survey, it may be necessary to clarify the boundaries of the territory, and if necessary, an estimate of the approximate boundaries should be made.

The information obtained from the non-technical survey is presented in the form of reports, maps with a differentiated global positioning system (which is a key element of geographic data of hazardous areas), and marking of all hazardous areas with visual confirmation of the presence of mines.

The main objective of a technical survey is to gather sufficient information to accurately determine the requirements for future demining operations. This includes aspects such as:

- Prioritizing future demining operations;
- Identification of obstacles such as vegetation, logistics, communications, etc;
- Identification of areas to be cleared during future demining operations;
- Analysis of local soil conditions, including soil type, density and hardness;
- Identification of mine patterns and types, including their location and position;
- Assessment of fragmentation and overall level of metal contamination;
- Selecting the appropriate means of mine clearance;
- Identify areas suitable for different demining methods, such as manual or mechanical equipment;
- Estimating the time required to complete future clearance operations.

The purpose of the technical survey is to minimize risk during all activities associated with this procedure. The technical survey is performed using probes and drones to determine the presence of an explosive hazard and the size of the hazardous area, if any. Fencing and marking of the hazardous area is intended to reduce the risk of unintentional entry into the area. Gathering more accurate information about the size of the hazardous area may lead to a reduction in its initial size by clarifying and identifying accessible routes.

All organizations engaged in demining in accordance with international standards should have medical capacities that ensure the provision of safe and effective medical care in the event of accidents or incidents, as well as mechanisms for the repatriation of injured workers.

Before any demining operation begins, an adequate level of medical support and a detailed casualty evacuation plan must be in place that all team members fully understand and follow. The team should be prepared to collect casualties and provide basic medical care within the first 5 minutes. Mine action organizations should ensure adequate communication before and during all operations. No demining action should be initiated unless effective communication can be maintained between on-site personnel and appropriate support elements. Communications support should be in place at all stages of operations and include periods of movement between sites.

There is a variety of demining techniques around the world, such as manual demining, metal detectors, trained animals, drones, robots and specialized machines. The choice of approach depends on the type and number of mines, geographical conditions, available resources and technological capabilities.

Manual demining is a traditional method of detecting and removing mines, carried out by specialists who carefully scan the area for explosive devices.

Machine demining is an effective way of detecting and removing mines over large areas of land, using special machines that can locate and remove mines.

The use of robotics for demining is becoming increasingly common as it helps reduce the risk to human life. Different types of robots can be used depending on specific conditions and needs. Drones are becoming increasingly important in the demining process and can be used to perform a variety of tasks depending on their equipment and configuration. This helps to reduce the risk to people.

APOPO, an organization based in Belgium, has developed a unique approach to using rats for demining.

These "sapper rats", known as HeroRATs, have been trained to detect mines and other explosive devices.

The author analyzes the global experience of restoring de-occupied territories. As an example, the war in Croatia ended in 1995. Over the years, the country has rebuilt its economy and joined NATO and the EU. The only thing that reminds us of the war is the mine danger. Of the 13,000 square kilometers (23% of the territory) contaminated by 2 million mines, 3% remain. They will be neutralized by 2026. 30 years after the end of the war. Thus, the Balkan experience allows Ukraine to assess the scale of future demining.

**Purpose and objectives.** The purpose of the study is to assess the risks of the demined areas for their full restoration for further use.

**Summary of the main research material.** In order to assess possible risks in the de-occupied territories, it is necessary to establish the main criteria by which the analysis will be carried out. The process of clearing areas and objects from explosive hazards, which is carried out to ensure the safety of the population, is the main task of humanitarian demining. This is accompanied by certain processes of clearing landmines, unexploded bombs, and toxic zones.

The experience of countries with a mine problem shows that 10 years of active hostilities account for 1 year of demining, and one day of intense hostilities accounts for 30 days of demining. Experts estimate that full demining of Ukraine could take 10-15 years. The consequences of the use of mines and explosive ordnance can be classified into four main categories:

- Humanitarian consequences include:
  - deaths and injuries that can lead to disability;
  - obstacles to access to hospitals, water, food and humanitarian assistance;
  - Impeded free movement of people, as well as the return of refugees and internally displaced persons.
- The social and psychological consequences include:
  - a sense of fear, despair, depression, and family tensions;
  - increased levels of aggression and tension in society.

Economic impacts include:

- destruction of infrastructure and roads, loss of fertile agricultural land
- costs of restoring water and energy supply;
- the burden on the healthcare system due to injuries and increased disability;
- Additional costs for demining;
- losses in tourism, etc.

Environmental impacts include:

- damage to flora and fauna
- Long-term effects, such as changes in regional ecosystems.

As you can see, the contamination of territories with mines and explosive devices negatively affects the overall development of the country, and this applies to all citizens at risk. Therefore, maintaining security and reducing contamination of the de-occupied territories is the main task of an effective demining process. Therefore, the most important and essential indicators that we propose to use to assess the risks of the demined territories are the following: demining of territories; efficiency of demining and disposal of remnants of military equipment, mines, etc.; safety and efficiency of demining and disposal technologies; degree of contamination of demined territories after demining and disposal [5-8]; level of safety assessment of the population living in these territories; return of vital infrastructure [5-13].

It is proposed to use the Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) methodology to assess the risks of the exclusion zone for their full restoration for further use [3-4]. This methodology is an effective tool for assessing risks and system safety. It allows identifying technical problems and their consequences in complex systems, as well as assessing various risks by their nature, severity and time of occurrence.

The main idea behind the methodology is an expert assessment of the problem. Even with a limited amount of data, experts can effectively assess risks. The risk assessment is performed by ranking using the RPN (Risk Priority Number), which is calculated as the product of the ranks obtained for the severity of consequences (A), the probability of detection (B), and the frequency of occurrence of emergencies (E). Risks with the highest RPN values are eliminated first.

The expert group was asked to consider possible risks in demining the de-occupied territories.

The experts were asked to rank the impacts using pairwise comparisons. A pairwise comparison is a sequential comparison of each key element with each other: if X is more important than Y, the former is assigned a score on a scale from 1 to 9, and the latter the opposite value; if X and Y are equal, 1 point is assigned. The indicators include:

- Demining of territories ( $x_1$ );
- Efficiency of demining and utilization of remnants of military equipment, mines, etc ( $x_2$ );
- Safety and effectiveness of demining and disposal technologies ( $x_3$ );
- The degree of contamination of the exempted territories after demining and utilization ( $x_4$ ); [5-8]
- The level of safety assessment of the population living in these areas ( $x_5$ );

- Return of vital infrastructure ( $x_6$ ).

For each criterion, a matrix of conjugate characteristics was compiled and the value of the priority  $P_k$  and the total value of all priorities  $P$  were determined.

$$P_k = \sum_{i=1}^6 x_i, k = \underline{1}, n; \tag{1}$$

$$P_i = \sum_{k=1}^n P_k, i = \underline{1}, x_i; \tag{2}$$

here  $n$  is the number of independent experts.

The priority value was normalized for each impact using the formula:

$$P_{k\_rel} = P_i / \sum P_i. \tag{3}$$

The expert ranking of priorities was performed in descending order (from 10 to 0), with the highest score assigned to the most dangerous impact. The results of the expert evaluation of the features by the severity of the consequences and the probability of non-detection are presented in Tables 1 and 2 with the participation of one expert. The matrices of conjugate signs by severity of consequences and non-detection, based on the assessments of all 16 experts, are presented in Tables 3 and 4.

Table 1 Table of ranking by weight of consequences by one expert

Impacts	Pairwise comparison assessment results					
	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	X <sub>4</sub>	X <sub>5</sub>	X <sub>6</sub>
X <sub>1</sub>	1,00	3,00	5,00	8,00	9,00	9,00
X <sub>2</sub>	0,33	1,00	3,00	5,00	9,00	2,00
X <sub>3</sub>	0,20	0,33	1,00	5,00	9,00	3,00
X <sub>4</sub>	0,13	0,20	0,20	1,00	5,00	4,00
X <sub>5</sub>	0,11	0,11	0,11	0,20	1,00	7,00
X <sub>6</sub>	0,11	0,50	0,33	0,25	0,14	1,00

Table 2 Rating table by non-detection by one expert

Impacts	Pairwise comparison assessment results					
	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	X <sub>4</sub>	X <sub>5</sub>	X <sub>6</sub>
X <sub>1</sub>	1,00	3,00	2,00	4,00	1,00	9,00
X <sub>2</sub>	0,33	1,00	3,00	4,00	2,00	9,00
X <sub>3</sub>	0,50	0,33	1,00	3,00	2,00	7,00
X <sub>4</sub>	0,25	0,25	0,33	1,00	5,00	3,00
X <sub>5</sub>	1,00	0,50	0,50	0,20	1,00	9,00
X <sub>6</sub>	0,11	0,11	0,14	0,33	0,11	1,00

Based on the obtained matrices of conjugate attributes using the FMEA method, the factors are ranked according to the total RPN criterion (Table 5), the value of which is defined as the product of ranks A, B, E:

$$RPN = A \cdot B \cdot E. \tag{4}$$

The RPN risk score indicates the relationship between the factors that lead to danger. Risks with an RPN significantly higher than the permissible value of 125 are prioritized for elimination. If any of the A, B, or E indicators are 9 or 10, risk reduction measures should be taken. An RPN value of 40 to 100 is considered a medium risk, and an RPN of less than 40 is considered a low risk. Correction parameters for risk reduction are developed in the following order: first, the causes of accidents are eliminated (reduction of parameter E); then the degree of consequences is reduced (reduction of parameter A); and finally, a high probability of detecting accidents due to this cause is ensured (reduction of parameter B).

Results of the assessment of expert opinions on RPN:

- Demining of territories ( $x_1$ ) -720;
- Efficiency of demining and disposal of remnants of military equipment, mines, etc. ( $x_2$ ) - 504;
- Safety and efficiency of demining and utilization technologies ( $x_3$ ) - 224;
- The degree of contamination of the demined areas after demining and utilization ( $x_4$ ) - 210;
- The level of safety assessment of the population living in these areas ( $x_5$ ) - 180;
- Return of vital infrastructure ( $x_6$ ) - 60.



Table 3 Matrix of conjugate characteristics by severity of consequences (A)

№	Assessment results $P_k$																$P_i$	$\Sigma P_i$	$P_{k\_rel}$				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16							
$X_1$	35,00	30,00	5,45	13,80	26,00	33,00	29,00	12,75	28,00	30,00	16,20	30,00	31,00	32,00	30,00	30,00	412,20	1419,78	0,290				
$X_2$	20,33	18,33	5,56	16,00	19,33	24,25	21,33	12,53	18,20	18,33	19,48	18,33	28,33	28,33	25,33	27,50	321,52						
$X_3$	18,53	13,53	11,83	20,00	20,67	21,70	20,25	7,92	13,75	11,53	13,53	11,53	12,37	20,48	11,45	5,25	234,31						
$X_4$	10,53	15,68	3,60	11,83	19,43	16,70	14,95	14,50	16,50	18,39	18,25	18,39	7,27	13,45	8,31	20,83	228,61						
$X_5$	8,53	9,77	27,00	15,50	1,80	2,44	2,49	2,48	13,49	16,42	9,20	16,42	4,20	4,57	3,20	4,38	141,88						
$X_6$	2,34	2,15	30,00	1,56	6,84	2,56	2,61	16,53	1,73	1,80	2,07	1,80	2,21	2,00	2,71	2,35	81,26						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07			1239,81	0,297		
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07					1239,81	0,181
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07	1239,81	0,157				
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07			1239,81	0,144		
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07					1239,81	0,144
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07	1239,81	0,144				
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07			1239,81	0,144		
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07					1239,81	0,144
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07	1239,81	0,144				
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42	4,45	18,33	15,20	20,33	16,25	19,25	224,40						
$X_3$	13,83	15,83	17,33	12,33	2,98	17,75	12,33	8,64	10,86	12,66	4,38	11,53	10,33	10,64	9,31	7,64	178,38						
$X_4$	9,83	9,08	3,70	7,35	12,53	8,92	8,83	17,40	11,51	11,45	13,00	18,39	11,94	13,68	12,61	20,50	190,74						
$X_5$	12,20	8,28	3,56	11,17	30,00	3,67	2,80	19,20	24,20	20,50	8,75	16,42	10,48	8,88	9,89	4,69	194,69						
$X_6$	1,81	2,45	3,98	11,62	16,00	2,34	2,88	7,03	8,14	8,70	7,03	1,80	2,65	2,21	2,68	2,21	83,53						
$X_1$	20,00	15,00	24,00	22,00	10,40	28,00	25,00	18,58	17,58	22,50	20,00	30,00	31,00	24,00	29,00	31,00	368,07			1239,81	0,144		
$X_2$	19,33	10,50	13,33	11,33	2,84	17,33	17,50	9,65	13,34	15,42													

It can be concluded that the most important indicator with a high severity of impact ( $RPN > 125$ ) is the demining of territories [9-13]. It should be noted that it is difficult for specialists to assess the degree of contamination of the contaminated territories in terms of sanitary and epidemic hazards and the degree of danger to the population living in these territories.

The choice of the direction of restoration and further use of the mined areas should be made taking into account the minimization of risks associated with demining and humanitarian demining. First of all, this concerns human safety. To ensure sustainable development and efficient use of natural resources, it is extremely important to pay due attention to environmental safety and rehabilitation of territories.

Table 5 RPN rating table

Implications		A		B	E	RPN
X <sub>1</sub>	0,29	10	0,30	8	9	720
X <sub>2</sub>	0,23	9	0,18	7	8	504
X <sub>3</sub>	0,17	8	0,14	4	7	224
X <sub>4</sub>	0,16	7	0,15	5	6	210
X <sub>5</sub>	0,10	6	0,16	6	5	180
X <sub>6</sub>	0,06	5	0,07	3	4	60

**Conclusion.** In the work, the risks of the exempted territories were assessed using the Failure Mode and Effects Analysis methodology for their full restoration for further use. The main indicators of risk sources are determined: Demining of the territories; Efficiency of demining and disposal of remnants of military equipment, mines, etc.; Safety and efficiency of demining and disposal technologies; Degree of contamination of the ex-ploded territories after demining and disposal; Level of safety assessment of the population living in these territories; Return of vital infrastructure support.

Possible scenarios and their combinations are identified, covering a wide range of risks, such as technical, environmental, social and economic. Based on the rating of experts' indicators, matrices are formed to assess the impact of various sources of risk. According to the expert opinions on the Risk Priority Number, it was found that the indicators with increased severity include: Demining of territories  $RPN = 720$ ; Efficiency of demining and disposal of remnants of military equipment, mines, etc.  $RPN = 504$ ; Safety and effectiveness of demining and utilization technologies  $RPN = 224$ ; Degree of contamination of the exempted territories after demining and utilization  $RPN = 210$ . The obtained results will be used to select the optimal direction for the restoration and further use of the exempted territories.

#### References.

1. Law of Ukraine. Mine Action in Ukraine and Humanitarian Demining of Donbas [Electronic resource] // Accessed on: <https://ips.ligazakon.net/document/JH7081CA>.
2. Ministry of Defense of Ukraine. Military standard 01.106.105 [Electronic resource] // Access mode: [https://www.mil.gov.ua/content/protyminna/glos\\_pd](https://www.mil.gov.ua/content/protyminna/glos_pd)
3. International standards of the ISO 14000 series [Electronic resource] // Access mode: <https://www.iso.org/iso-14001-environmental-management.html>
4. Failure mode and effects analysis [Electronic resource] // Access mode: [https://en.wikipedia.org/wiki/Failure\\_mode\\_and\\_effects\\_analysis](https://en.wikipedia.org/wiki/Failure_mode_and_effects_analysis)
5. Remez N. Estimation of risks for development of naturally technogenic environments. Remez, V. Bronytskyi // Energy: economy, technology, ecology. - 2019. №4 - C. 128-133.
6. Remez N. V. Predicting the stability of a solid waste landfill during its creation. [Remez N., Bronytsky V. // Energy: Economics, Technology, Ecology - 2018. No. 1 - P. 146-151.
7. T. Hrebenuk, N. Remez, V. Prokopenko, V. Bronytskyi. Multicriterial analysis of the choice of waste utilization technology using pair comparisons Bulletin of the Mykhailo Ostrohradskyi National University. Issue 4/2020 (123). C. 34-41. DOI: 10.30929/1995-0519.2020.4.34-41
8. Isayenko V.M. Methods of forecasting and monitoring of technologically hazardous dynamic processes in the protected areas: monograph / V.M. Isayenko, O.O. Vovk (Jr.), S.V. Zaichenko, N.S. Remez, O.O. Vovk - K.: NAU, 2018. - 236 p.
9. N. Remez, A. Dychko, S. Kraychuk, N. Ostapchuk, L. Yevtieieva, V. Bronitzkiy /Simulation of seismic explosion waves with underground pipe interaction // Latvian journal of physics and technical sciences. - 2018, N 3 (DOI: 10.2478/lpts-2018-0011). - p. 27-33.
10. N. Remez, A. Dychko, L. Yevtieieva, S. Kraychuk, N. Ostapchuk and J. Oliinyk. Modeling of Synergistic Action of Radiation and Chemical Pollution on the Environmental Safety. Volume 56: Issue 2. First

Online: May 22, 2019, P. 24-32. Scopus / Latvian Journal of Physics and Technical Sciences. Volume 56, Issue 2, May 22, 2019, P. 24-32. DOI: <https://doi.org/10.2478/lpts-2018-0011>

11. N. Remez, A. Dychko, Y. Besarabets, S. Kraychuk, N. Ostapchuk and L. Yevtieieva. Impact Modelling of Explosion of Mixture Explosive Charges on the Environment // Latvian Journal of Physics and Technical Sciences. 2019, 3, 37-49. DOI: 10.2478/lpts-2019-0018.

12. Remez N.S. Interaction of blast waves with soils and elements of techno-urbosystems (Electronic resource): monograph / N.S. Remez; Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute. - Electronic text data (1 file: 4.4 MB). - Kyiv: Center for Educational Literature, 2019. - 334 p.

13. N. Remez, A. Dychko, A. Kraychuk, S. Kraychuk and N. Ostapchuk The Influence of the Thermal Effect on the Stress-Strain State of the Soil. Latvian journal of physics and technical sciences. - 2023. - Vol. 60, N4. P. 52 - 60 DOI: 10.2478/lpts-2023-0024

**Н.С. Ремез<sup>1</sup>**, д-р техн. наук, проф., ORCID 0000-0002-8646-6527

**В.О. Броницький<sup>1</sup>**, канд. техн. наук, ORCID 0000-0002-3092-3418

**Т. В. Гребенюк<sup>1</sup>**, канд. техн. наук, доцент, ORCID 0000-0002-9287-2919

<sup>1</sup>Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

## **ОЦІНКА РИЗИКІВ ДЛЯ РОЗВИТКУ ЕКЗЕМПТОВАНИХ ТЕРИТОРІЙ**

*В роботі досліджуються ризики, пов'язані з екземптованими та звільненими територіями, які раніше використовувалися для певних промислових, комерційних, сільськогосподарчих або інших діяльностей. Таки території були захоплені або використовувалися військовими силами під час війни і потім були звільнені або покинуті та залишені без нагляду, або були порушені внаслідок природних катастроф, техногенних аварій тощо. Робота ставить за мету проаналізувати можливість їхнього подальшого використання та реабілітації.*

*На таких територіях можна виділити наступні показники джерел ризику як наявність вибухонебезпечних об'єктів; рівень забруднення ґрунту та водних ресурсів; наявність хімічних, біологічних або радіаційних забруднень; ступінь пошкодження інфраструктури та будівельних конструкцій; ризик появи небезпечних ситуацій та аварій; вплив на здоров'я та безпеку місцевого населення; можливість розповсюдження інфекційних захворювань; наявність незбережених або неконтрольованих вибухових матеріалів; ризик зворотного вторгнення ворожих сил; потенційна екологічна небезпека внаслідок забруднення навколишнього середовища. З аналізу наведених показників їх було узагальнено та згруповано в шість основних показників ризику: розмінування територій; ефективність розмінування та утилізації залишків військової техніки, мін та ін.; безпека та ефективність застосування технологій розмінування та утилізації; ступінь забруднення екземптованих територій після розмінування та утилізації; рівень оцінки безпеки населення, яке проживає на цих територіях; повернення життєвого інфраструктурного забезпечення. Застосовано методику експертної оцінки, що включає в себе аналіз тяжкості наслідків та ймовірності їх виникнення. Ранжування ризиків проводилося за допомогою методу парних порівнянь. Результати дослідження можуть бути використані для розробки стратегій подальшого використання та реабілітації екземптованих територій.*

*Результати дослідження вказують на необхідність систематичного моніторингу та контролю за екземптованими та звільненими територіями з метою попередження можливих екологічних та соціально-економічних проблем. Для забезпечення сталого розвитку та збереження природних ресурсів необхідно приділяти належну увагу питанням екологічної безпеки та реабілітації зазначених територій. Подальші дослідження в цьому напрямку дозволять розробити ефективніші стратегії використання та реабілітації екземптованих територій з огляду на сучасні екологічні та соціально-економічні виклики.*

**Ключові слова:** екземптовані та звільнені території, оцінка ризиків, метод парних порівнянь, стале використання територій, екологічна безпека, сталий розвиток.

Надійшла: 28.02.2024

Received: 28.02.2024