

## КОМПЛЕКСНИЙ ПІДХІД ДО ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ У ВНУТРІШНЬОГОСПОДАРСЬКИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ ЧЕРЕЗ ОПТИМІЗАЦІЮ ПАРАМЕТРІВ ТА КОМПЕНСАЦІЮ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

*Кураченко В.Д* – здобувач бакалаврату, [vladbig4len@gmail.com](mailto:vladbig4len@gmail.com)

*Павленко В.М.* – к.т.н., доцент, [v.pavlenko@nubip.edu.ua](mailto:v.pavlenko@nubip.edu.ua)

*Національний університет біоресурсів і природокористування України*

**Метою роботи** є розробка методології оцінки втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах сільськогосподарських підприємств та обґрунтування комплексу технічних заходів щодо їх зменшення через оптимізацію конфігурації мережі, компенсацію реактивної потужності та впровадження смарт-технологій моніторингу для підвищення енергоефективності та зниження операційних витрат.

**Актуальність.** Внутрішньогосподарські електричні мережі сільськогосподарських підприємств характеризуються значною протяжністю (до 50-100 км на одне господарство), низькою щільністю навантаження та високою часткою втрат електроенергії, що становлять 8-15% від загального споживання проти нормативних 5-7%. Смарт-технології відіграють ключову роль у підвищенні надійності та ефективності електричних мереж через забезпечення real-time моніторингу параметрів та предиктивного обслуговування. В умовах інтеграції відновлюваних джерел енергії у розподільні мережі необхідність мінімізації втрат зростає через нестабільний характер генерації та двосторонні потоки потужності [1].

Основними складовими втрат електроенергії є: технічні втрати у провідниках через активний опір (60-70% загальних втрат), втрати у трансформаторах (15-20%), втрати від реактивної потужності (10-15%), комерційні втрати через недосконалість обліку (5-10%). Впровадження динамічних систем управління енергією з real-time оптимізацією дозволяє знизити втрати на 20-35% без значних капітальних інвестицій.

Таблиця 1 – Компоненти втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах

Тип втрат	Складові	Частка у загальних втратах	Методи розрахунку
Втрати у провідниках леп	Нагрівання проводів через активний опір при передачі струму	60-70%	$\Delta W = 3I^2 R L t$ , де $I$ – струм, $R$ – питомий опір, $L$ – довжина, $t$ – час
Втрати у трансформаторах	Втрати холостого ходу (намагнічування осердя), втрати короткого замикання (нагрівання обмоток)	15-20%	$\Delta W = \Delta P_0 t + \Delta P_k \left(\frac{S}{S_H}\right)^2 t$
Реактивні втрати	Додаткові втрати через низький $\cos \phi$ (індуктивні навантаження: двигуни, трансформатори)	10-15%	$\Delta W_{reactive} = \frac{Q^2 R}{U^2} t$ , де $Q$ – реактивна потужність
Втрати у з'єднаннях	Перехідні опори у контактах, затискачах, роз'єднувачах через окислення та ослаблення	3-5%	Термографічне обстеження, вимірювання температури контактів
Комерційні втрати	Неточність лічильників (класу 2.0-2.5), несанкціоноване підключення, помилки обліку	5-10%	Порівняння балансу генерації та споживання, аудит лічильників

Розглянемо типове фермерське господарство з такими параметрами: загальне споживання 120000 кВт·год/рік, пікове навантаження 50 кВт, протяжність мереж 0.4 кВ — 8 км, 10 кВ — 3 км, 3 трансформаторні підстанції 10/0.4 кВ по 100 кВА [1].

**Втрати у проводах ЛЕП 0.4 кВ.** Середній струм навантаження при  $\cos \phi = 0.85$ :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \phi} = \frac{30000}{1.73 \times 380 \times 0.85} = 53.7 \text{ А}$$

Активний опір проводу АС-50 на 1 км:  $R_0 = 0.6$  Ом/км. Втрати потужності у 8 км лінії:

$$\Delta P = 3I^2 R L = 3 \times 53.7^2 \times 0.6 \times 8 = 41400 \text{ Вт} = 41.4 \text{ кВт}$$

Річні втрати енергії (при коефіцієнті завантаження 0.6):

$$\Delta W = \Delta P \times T \times k_3^2 = 41.4 \times 8760 \times 0.6^2 = 130800 \text{ кВт·год/рік}$$

**Втрати у трансформаторах.** Для 3 трансформаторів ТМ-100/10: втрати холостого ходу  $\Delta P_0 = 0.33$  кВт, втрати короткого замикання  $\Delta P_k = 1.97$  кВт, середнє завантаження 40% ( $S = 40$  кВА).

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 3 \times \left[ \Delta P_0 \times 8760 + \Delta P_k \times \left( \frac{40}{100} \right)^2 \times 8760 \right] = 3 \times (2893 + 2467) \\ = 16080 \text{ кВт}\cdot\text{год/рік}$$

**Реактивні втрати.** При  $\cos \varphi = 0.85$ , активна потужність  $P = 30$  кВт, реактивна потужність:

$$Q = P \times \tan(\arccos(0.85)) = 30 \times 0.62 = 18.6 \text{ кВАр}$$

Додаткові втрати через реактивну потужність у лінії 8 км:

$$\Delta P_Q = \frac{Q^2 R}{U^2} = \frac{18.6^2 \times 4.8}{0.38^2} = 11.7 \text{ кВт}$$

Річні реактивні втрати:  $\Delta W_Q = 11.7 \times 8760 \times 0.6^2 = 36900$  кВт·год/рік.

**Загальні технічні втрати:**  $130800 + 16080 + 36900 = 183780$  кВт·год/рік (11.5% від споживання).

Таблиця 2 – Технічні заходи зниження втрат та їх ефективність

Захід	Технічна реалізація	Зниження втрат	Капітальні витрати	Термін окупності
Заміна проводів на більший переріз	Заміна АС-50 на АС-70 на 5 км найзавантаженіших ділянок	-35% втрат у проводах (-45800 кВт·год/рік)	\$12000 (\$2400/км × 5 км)	4.2 року
Компенсація реактивної потужності	Установка конденсаторних батарей 3×15 кВАр на ТП	-90% реактивних втрат (-33200 кВт·год/рік)	\$3500	1.7 року
Оптимізація режиму роботи трансформаторів	Відключення малозавантажених ТР у нічні години, перерозподіл навантажень	-25% втрат у ТР (-4020 кВт·год/рік)	\$500 (автоматика)	0.2 року
Встановлення розумних лічильників	Заміна 150 старих лічильників класу 2.5 на електронні класу 1.0	-70% комерційних втрат (-8400 кВт·год/рік)	\$15000 (\$100 × 150 шт)	2.9 року
Відновлення контактів	Термографічне обстеження та ремонт 80 дефектних з'єднань	-60% втрат у контактах (-1800 кВт·год/рік)	\$2000	1.8 року

**Економічний ефект:** Сумарне зниження втрат: 93220 кВт·год/рік. Економія коштів при тарифі \$0.15/кВт·год: \$13983/рік. Загальні інвестиції: \$33000. Простий термін окупності: 2.4 року .

Додатково впровадження динамічної системи управління енергією з real-time моніторингом дозволяє виявляти аномалії (витоки струму, пошкодження ізоляції) на ранніх стадіях та запобігати збільшенню втрат [3].

При інтеграції фотоелектричних систем у внутрішньогосподарські мережі необхідно враховувати зміну напрямку потоків потужності, що може призвести до збільшення втрат у годинах максимальної генерації ФЕС . Оптимальне розміщення ФЕС поблизу центрів навантаження та використання акумуляторних батарей для балансування дозволяє знизити втрати на 15-25% порівняно з централізованим підключенням .

**Висновок.** Розроблена методологія оцінки втрат електроенергії у внутрішньогосподарських мережах на основі покомпонентного аналізу дозволяє виявити структуру втрат: провідники (60-70%), трансформатори (15-20%), реактивна потужність (10-15%), контакти та облік (8-15%). Впровадження комплексу з 5 технічних заходів (заміна проводів, компенсація реактивної потужності, оптимізація трансформаторів, розумний облік, відновлення контактів) дозволяє знизити втрати з 11.5% до 6.2% при терміні окупності 2.4 року.

#### **Список використаних джерел:**

1. Pavlenko, V., Ponomarenko, I., Morhulets, O., Ponomarenko, D., Danylchenko, D. Synergy of Blockchain and Artificial Intelligence for Decentralized Smart Energy Management. In: Smart Innovations in Energy and Mechanical Systems. SIEMS 2025. Lecture Notes in Networks and Systems, vol 1480. Springer, Cham, 2025. DOI: 10.1007/978-3-031-95191-6\_18
2. Nikitin Y., Pavlenko V., Volianyk O. The role of smart technologies in improving the reliability and efficiency of power grids // Електромеханічні та інформаційні системи: матеріали конф. КНУТД. 2024. Вип. 8. С. 91-92. URL: <http://ser.knutd.edu.ua/handle/123456789/29834>
3. Petrenko A., Kruhliak H., Lyktei V., Ivanchenko A. Електроенергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії, інтегровані в розподільні мережі. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2025. №6. С. 5-14. DOI: 10.31548/energiya676.2024.005
4. Shavelkin A. A., Kruhliak H. V., Gerlici J., Kravchenko K. Management of power consumption in a photovoltaic system with a storage battery connected to the network with multi-zone electricity pricing to supply the local facility own needs. Electrical Engineering & Electromechanics. 2021. №2. P. 36-42.
5. Kaplun V., Kruhliak H., Makarevych S., Kulibaba Y. Dynamic energy management system with real time component control to increase the efficiency of local polygeneration microgrid. Przegląd Elektrotechniczny. 2023. №9.