

## ВИЗНАЧЕННЯ СКЛАДОВИХ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ДАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ЗМІННОГО СТРУМУ

Т.Л. Кацадзе<sup>1\*</sup>, канд. техн. наук, В.В. Чижевський<sup>1\*\*</sup>, канд. техн. наук,  
Н.В. Буслова<sup>1\*\*\*</sup>, канд. техн. наук, В.В. Черкашина<sup>2\*\*\*\*</sup>, докт техн. наук,  
<sup>1</sup> НТУ України «КПІ ім. Ігоря Сікорського», e-mail: [teymuraz@ukr.net](mailto:teymuraz@ukr.net)  
пр. Перемоги 37, Київ, 03056, Україна.

<sup>2</sup> Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»,  
вул. Киричова 2, Харків, 61002, Україна.

*Досліджено складові втрат активної потужності в дальніх електропередачах змінного струму. Показано, що в режимах малих та середніх навантажень основну частку втрат складають втрати на корону. Недосконалість чинної методики визначення втрат потужності на корону, які носять кліматичний характер, обумовлює спосіб виокремлення цих втрат зі складу сумарних після розрахунку навантажувальних втрат потужності. Одержано чотирикомпонентну формулу для визначення навантажувальних втрат активної потужності. Показано, що задля уточнення розрахункової моделі необхідно враховувати фактичну температуру проводу з урахуванням зміни погодних умов вздовж траси лінії. Наведено результати розрахунку складових втрат активної потужності в повітряній лінії 750 кВ «Західноукраїнська–Вінницька» протягом доби 13 вересня 2021 р. Бібл. 9, рис. 4, табл. 3.*

**Ключові слова:** дальня електропередача, втрати потужності на корону, навантажувальні втрати потужності, тепловий баланс проводу.

**Вступ.** Ефективне управління режимом електричної системи передбачає мінімізацію втрат активної потужності на передачу електричної енергії по мережах ліній електропередавання. В електропередачах надвисокої номінальної напруги втрати активної потужності поділяють на навантажувальні, обумовлені розсіюванням джоулева тепла, втрати на корону та втрати, обумовлені струмами витоку через ізоляцію. Зазначимо, що втрати потужності на корону складають істотну частину загальних втрат в експлуатаційних режимах ліній електропередавання. На рис. 1 показано графіки залежності складових втрат активної потужності в лінії електропередавання напругою 750 кВ завдовжки 363 км від навантаження, яке несе електропередача, де лінія 1 представляє навантажувальні втрати; 2 – втрати на корону; 3 – сумарні втрати активної потужності. Зазначимо, що розрахункова модель електропередачі відповідає повітряній лінії «Західноукраїнська – Вінницька» із конструкцією фази 4×АС-400/93 з кроком розщеплення 600 мм на опорах ПП, ПП-750-5, ПО, ПМО.

Аналіз інформації, наведеної на рис. 1, свідчить про те, що в діапазоні навантажень приблизно до 40% натуральної потужності електропередачі втрати активної потужності на корону перевищують навантажувальні втрати в лінії електропередавання. Зазначимо, що результати на рис. 1 відповідають певній ідеалізації режиму, зокрема прийнято середньорічні втрати активної потужності на корону відповідно до [1]; крім того погонний активний опір лінії електропередавання прийнято фіксованим, таким, що дорівнює електричному опору за температури +20°C. Урахування фактичних атмосферних умов вздовж траси лінії вимагає істотного корегування розрахункової моделі.

Слід зазначити, що втрати активної потужності носять кліматичний характер та їхнє визначення потребує залучення складних методик [2, 3, 4], які дають змогу тільки оцінити ці втрати та обумовлюють певну похибку під час визначення втрат потужності для фактичних режимів

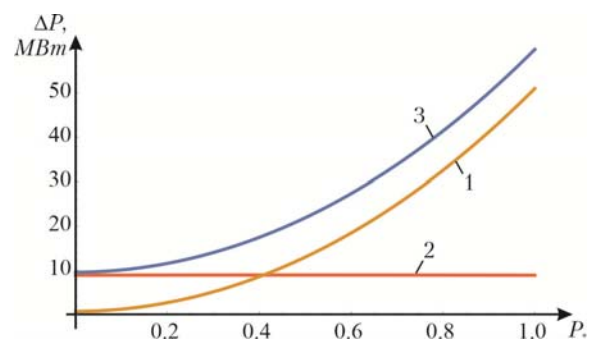


Рис. 1

© Кацадзе Т.Л., Чижевський В.В., Буслова Н.В., Черкашина В.В., 2022

ORCID ID: \* <https://orcid.org/0000-0002-8365-0046>; \*\* <https://orcid.org/0000-0002-1224-1798>;

\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-1333-9973>; \*\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-5639-9722>

електропередачі. Так, чинні нормативи розрахунку втрат [1] передбачають поділ погодних умов в районі траси лінії на чотири групи (ясно, сніг, дощ, паморозь) та визначають питомі втрати на корону для кожної групи погоди. Слід зазначити, що в нормативному документі [1] представлено обмежений сортамент конструктивного виконання повітряних ліній, сам нормативний документ базується на застарілій методиці [4], не враховує особливості погодних умов України та обумовлює занижені значення втрат активної потужності на корону порівняно із результатами вимірювань [5].

**Мета роботи** полягає у розробці математичної моделі виокремлення складових втрат активної потужності в робочих режимах дальньої електропередачі.

**Матеріали дослідження.** Автори пропонують спосіб визначення втрат потужності на корону шляхом виокремлення із складу сумарних втрат потужності втрат, обумовлених протіканням робочих струмів з урахуванням фактичного активного опору на кожній ділянці лінії електропередавання. Такий розрахунок можна організувати, наприклад, для ретроспективного аналізу режимів ліній електропередавання на базі даних ОІК АСДУ та архівів метеорологічних служб щодо погодних умов в районі траси лінії.

Розв'язання задачі виокремлення навантажувальних втрат активної потужності базується на дослідженні законів розподілу робочого струму вздовж лінії електропередавання. Навантажувальні втрати активної потужності можна визначити шляхом інтегрування втрат на кожній елементарній ділянці лінії

$$\Delta P_L = \int_0^l I(x)^2 r_0(x) dx, \quad (1)$$

де  $I(x)$  – функція розподілу струму вздовж лінії електропередавання;  $r_0(x)$  – погонний активний опір лінії електропередавання на відповідній ділянці лінії;  $l$  – довжина лінії.

В [6] показано, що закон розподілу робочого струму вздовж дальньої електропередачі можна представити у вигляді чотирикомпонентного виразу

$$I(x) = \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{k_{2o}^l U_2^2 + k_{2k}^l I_2^2 + k_{2p}^l P_2 + k_{2Q}^l Q_2}, \quad (2)$$

де  $U_2, I_2, P_2, Q_2$  – напруга, струм, активна та реактивна потужність наприкінці електропередачі;  $k_{2o}^l, k_{2k}^l, k_{2p}^l, k_{2Q}^l$  – коефіцієнти компонент струму неробочого ходу, короткого замкнення, транзиту активної та реактивної потужності відповідно, які визначаються за формулами

$$\begin{aligned} k_{2o}^l &= \frac{1}{2(p_c^2 + q_c^2)} (\cosh(2\alpha_0 x) - \cos(2\beta_0 x)); \\ k_{2k}^l &= \frac{1}{2} (\cosh(2\alpha_0 x) + \cos(2\beta_0 x)); \\ k_{2p}^l &= \frac{1}{(p_c^2 + q_c^2)} (p_c \sinh(2\alpha_0 x) + q_c \sin(2\beta_0 x)); \\ k_{2Q}^l &= \frac{1}{(p_c^2 + q_c^2)} (p_c \sin(2\beta_0 x) - q_c \sinh(2\alpha_0 x)), \end{aligned}$$

де  $p_c, q_c$  – дійсна та уявна складові хвильового опору електропередачі відповідно;  $\alpha_0$  – коефіцієнт загасання;  $\beta_0$  – коефіцієнт фази;  $x$  – відстань від кінця лінії електропередавання.

Інтегрування виразу (1) дає змогу сформулювати чотирикомпонентну формулу задля розрахунку навантажувальних втрат активної потужності

$$\Delta P_L = d_{2o}^{P_L} U_2^2 + d_{2k}^{P_L} I_2^2 + d_{2p}^{P_L} P_2 + d_{2Q}^{P_L} Q_2, \quad (3)$$

де коефіцієнти компонент втрат становлять

$$d_{2o}^{P_L} = \frac{r_0}{4(p_c^2 + q_c^2)} \left( \frac{\sinh(2\alpha_0 l)}{\alpha_0} - \frac{\sin(2\beta_0 l)}{\beta_0} \right);$$

$$\begin{aligned}
 d_{2k}^{P_L} &= \frac{r_0}{4} \left( \frac{\sinh(2\alpha_0 l)}{\alpha_0} + \frac{\sin(2\beta_0 l)}{\beta_0} \right); \\
 d_{2P}^{P_L} &= \frac{r_0}{p_c^2 + q_c^2} \left( \frac{p_c \sinh(\alpha_0 l)^2}{\alpha_0} + \frac{q_c \sin(\beta_0 l)^2}{\beta_0} \right); \\
 d_{2Q}^{P_L} &= \frac{r_0}{p_c^2 + q_c^2} \left( \frac{p_c \sin(\beta_0 l)^2}{\beta_0} - \frac{q_c \sinh(\alpha_0 l)^2}{\alpha_0} \right).
 \end{aligned} \tag{4}$$

Решту втрат активної потужності, очевидно, складають втрати на корону

$$\Delta P_c = \Delta P - \Delta P_L,$$

де  $\Delta P$  – сумарні втрати активної потужності, визначені, наприклад, за архівними даними ОІК АСДУ як різниця потоків активної потужності на початку та наприкінці лінії.

Зазначимо, що під час виконання розрахунків навантажувальних втрат активної потужності у виразі (4) слід підставляти фактичний погонний активний опір лінії електропередавання з урахуванням скін-ефекту та фактичної температури проводу у поточному режимі.

Під час моделювання усталених режимів електричних систем проявом скін-ефекту, зазвичай, нехтують через зневажливо мале збільшення активного опору проводів за промислової частоти 50 Гц. Разом з тим, конструктивне виконання повітряних ліній надвисокої номінальної напруги передбачає застосування проводів великих перерізів, діаметр яких сумірний з глибиною скін-шару. В результаті, відповідно до методики, представленої у [7, 8], для проводів марки АС-400/93, які застосовано в конструкції повітряної лінії «Західноукраїнська–Вінницька», скін-ефект зумовлює збільшення активного опору проводів на 2,5% по відношенню до електричного опору.

Для визначення активного опору проводів з урахуванням їхньої фактичної температури необхідно скласти тепловий баланс відповідно до методики, наведеної у [8, 9],

$$P_J + P_M + P_S = P_c + P_r,$$

де  $P_J$  – джоулеве тепло, обумовлене нагріванням проводу робочим струмом;  $P_M$  – нагрівання, обумовлене перемагніченням сталевго осердя сталевго алюмінієвого проводу;  $P_S$  – нагрівання проводу сонячним випромінюванням;  $P_c$  – конвективне охолодження;  $P_r$  – інфрачервоне випромінювання.

Особливість розрахунку теплового балансу проводів дальньої електропередачі полягає в необхідності врахування не тільки розподілу режимних параметрів, зокрема робочого струму вздовж електричної довжини лінії, але й розподілу атмосферних умов вздовж траси лінії. Так для розрахунку досліджуваної лінії «Західноукраїнська–Вінницька» було використано архівні дані ОІК Південнозахідної та Західної енергосистем за 13 вересня 2021 року та архівні дані метеорологічних станцій м. Вінниця, смт. Нова Ушиця Хмельницької обл., м. Чортків Тернопільської обл. та м. Стрий Львівської обл., розташованих вздовж траси повітряної лінії. Оскільки характеристики погодних умов вздовж лінії змінювалися неістотно, параметри в проміжних точках лінії визначено шляхом лінійної інтерполяції.

Задля спрощення розрахункової моделі траса лінії була поділена на ділянки завдовжки 30 км з умовно незмінними характеристиками погодних умов. Табл. 1 та 2 представляють дані розрахунку теплового балансу в окремих точках електропередачі на початку (підстанція «Західноукраїнська-750»), в проміжних точках (поблизу м. Чортків та смт. Нова Ушиця) та наприкінці (підстанція «Вінницька-750») електропередачі для режимів часових зрізів о 3-й годині ранку та 15-й годині дня. На рис. 2 показано дані розрахунку розподілу температури проводу вздовж траси лінії для досліджуваних режимів, зокрема, криві 1 представляють розподіл робочого струму вздовж траси лінії; 2 – розподіл температури атмосфери; 3 – розподіл робочої температури проводу.

Аналіз інформації, наведеної у табл. 1 і 2 та на рис. 2, свідчить про те, що відносно невеликі робочі струми практично не нагрівають провід і його температура визначається, в основному, температурою повітря, нагріванням сонячною інсоляцією та конвективним охолодженням. На рис. 3 наведено графіки зміни протягом доби робочого струму (крива 1), температури повітря (крива 2) та температури проводу в районі підстанції «Вінницька-750».

Таблиця 1

Точка лінії	$t_a, ^\circ\text{C}$	вітер	хмарн.	$P_J, \text{W/m}$	$P_S, \text{W/m}$	$P_C, \text{W/m}$	$P_r, \text{W/m}$	$t_{ss}, ^\circ\text{C}$	$r_0, \text{m}\Omega/\text{km}$
ПС «ЗУ»	10,4	–	0	0,892	0	0,739	0,159	10,8	17,52
Чортків	14,0	–	0	0,413	0	0,157	0,256	14,6	17,85
Н.Ущиця	12,4	з 2 м/с	0	0,424	0	0,339	0,085	12,6	17,37
ПС «Вінниця»	13,7	пз 2 м/с	3	0,807	0	0,680	0,129	14,0	17,73

Таблиця 2

Точка лінії	$t_a, ^\circ\text{C}$	вітер	хмарн.	$P_J, \text{W/m}$	$P_S, \text{W/m}$	$P_C, \text{W/m}$	$P_r, \text{W/m}$	$t_{ss}, ^\circ\text{C}$	$r_0, \text{m}\Omega/\text{km}$
ПС «ЗУ»	22,7	пз 7 м/с	6	0,742	29,952	24,582	6,100	36,0	19,37
Чортків	24,3	з 2 м/с	3	0,143	30,125	23,938	6,247	37,7	19,50
Н.Ущиця	24,7	пн 2 м/с	5	0,119	30,241	25,548	4,844	35,2	19,31
ПС «Вінниця»	25,2	пз 3 м/с	3	0,489	30,068	24,343	6,103	38,2	19,53

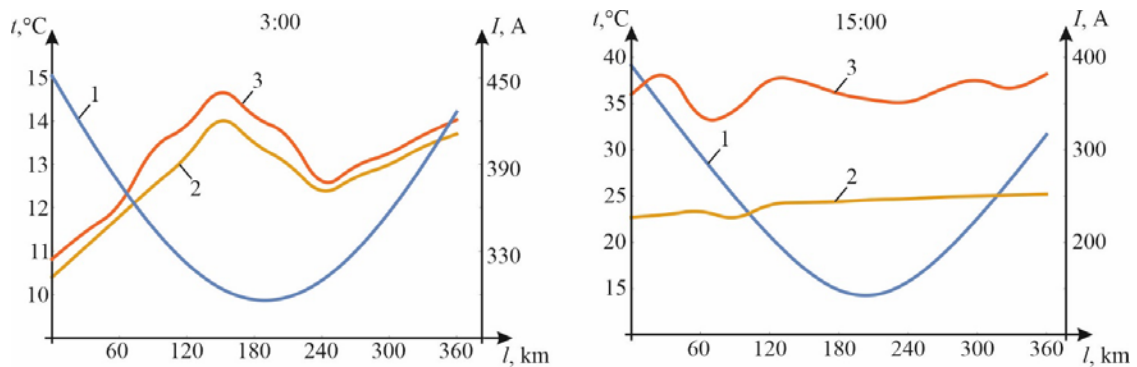


Рис. 2

Представлена модель дає змогу визначити погонний активний опір на кожній ділянці лінії та реалізувати розрахунок навантажувальних втрат потужності за виразом (3). Урахування фактичних погодних умов в районі траси лінії дозволяє підвищити точність розрахунку навантажувальних втрат потужності.

час	$P, \text{MW}$	$U, \text{kV}$	$\Delta P_L, \text{kW}$	$\Delta P_C, \text{kW}$
0:00	360,9	757,8	2090,7	8003,1
3:00	393,7	765,6	2471,7	10176,1
6:00	347,7	763,0	2452,7	22460,9
9:00	228,3	426,0	1438,9	13220,4
12:00	251,3	757,1	1812,7	15095,8
15:00	182,3	756,7	1852,7	16040,1
18:00*	175,6	753,3	1275,1	31975,7
21:00	121,8	754,1	887,7	16252,1
24:00	216,8	759,7	1420,4	10856,4

\*Примітка: дощ, гроза

Результати визначення складових втрат активної потужності відповідно до теплового розрахунку проводу повітряної лінії в районі підстанції «Вінницька-750» протягом доби 13 вересня 2021 року наведено у табл. 3 та на рис. 4 – зміна складових втрат потужності протягом доби. Аналіз отриманих результатів підтверджує попередній висновок щодо переважній частки втрат потужності на корону в досліджуваних режимах електропередачі, особливо після випадіння крапель роси на поверхні проводу (о 6:00) та під час дощу (о 18:00). Очевидно, що урахування погодних умов в районі траси лінії дозволяє підвищити точність розрахунку

навантажувальних втрат потужності та точніше виокремити втрати активної потужності на корону.

### Висновки.

Запропоновано чотирикомпонентну структуру розрахункової формули для визначення навантажувальних втрат активної потужності, яка дає можливість організувати уточнений розрахунок складових втрат потужності в дальній електропередачі з урахуванням розподілу робочого струму вздовж електричної довжини лінії та теплового балансу проводів вздовж траси.

В режимах малих та середніх навантажень електропередач надвисокої номінальної напруги основну частку втрат активної потужності складають втрати на корону. Кліматичний характер таких втрат ускладнює процедуру їхнього визначення. Пропонується визначати втрати активної потужності на корону за даними ОІК АСДУ шляхом виокремлення навантажувальних втрат потужності.

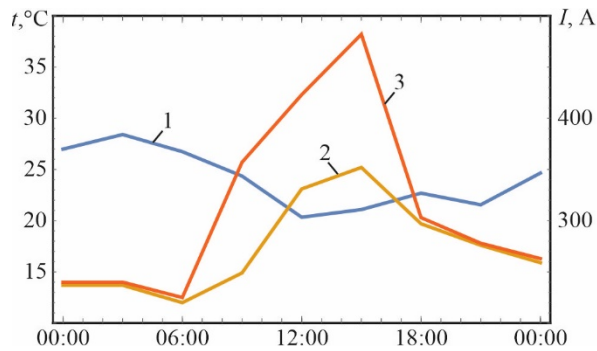


Рис. 3

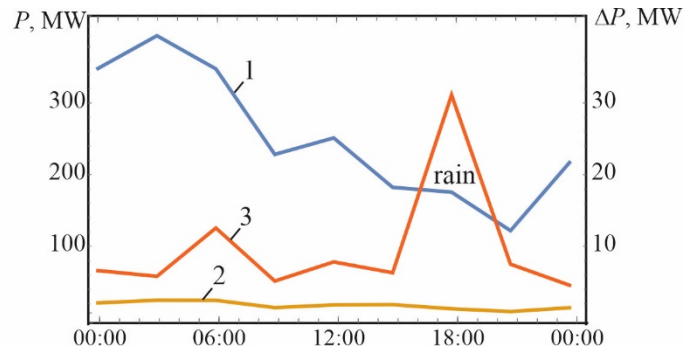


Рис. 4

1. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. 2013.

2. Standard Definitions of Terms Relating to Corona and Field Effects of Overhead Power Lines. IEEE Std 539-1990. 1991.

3. Guide for Conducting Corona Tests on Hardware for Overhead Transmission Lines and Substations. IEEE, 2017.

4. Руководящие указания по расчёту потерь на корону и помех от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750 кВ и постоянного тока 300-1500 кВ. РД 34.20.172. Москва, 2009. 71 с.

5. Тамазов А. И. Потери на корону в высоковольтных воздушных линиях электропередачи. М.: Спутник, 2016. 318 с.

6. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Электричні мережі та системи. Київ: НТУ України КПІ, 2008. 456 с.

7. CIGRE, Alternating Current (AC) Resistance of Helically Stranded Conductors, 2008.

8. CIGRE, Guide for Thermal Rating Calculation of Overhead Lines, 2014.

9. Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE, 2014.

## DETERMINATION OF ACTIVE POWER LOSSES COMPONENTS IN LONG-DISTANCE AC POWER TRANSMISSION

T.L. Katsadze<sup>1</sup>, V.V. Chizhevskiy<sup>1</sup>, N.V. Buslova<sup>1</sup>, V.V. Cherkashyna<sup>2</sup>

<sup>1</sup>National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»,  
37, Prospect Peremohy, Kyiv, 03056, Ukraine, e-mail: [teymuraz@ukr.net](mailto:teymuraz@ukr.net)

<sup>2</sup>National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»,  
2, Kyrpychova str., 61002, Kharkiv, Ukraine

*The components of active power losses in long-distance AC power transmission are investigated. It is shown that in the modes of low and medium loads the main share of losses are corona losses. The imperfection of the current method of determining the corona power losses, which are climatic in nature, determines the method of separating these losses from the total after calculating the load power losses. A four-component formula for determining the load losses of active power is obtained. It is shown that to clarify the calculation model it is necessary to take into account the actual temperature of the wire, taking into account changes in weather conditions along the route of the line. The results of calculation of components of active power losses in the 750 kV overhead transmission line "Zakhidnoukrainska-Vinnyska" during the day of September 13, 2021 are given. References 9, figures 4, tables 3.*

**Keywords:** Long-distance power transmission, corona power losses, load power losses, thermal balance

1. SOU-N EE 40.1-37471933-82:2013 Methodical recommendations for determining the technological losses of electricity in transformers and power lines, 2013. (Ukr)

2. IEEE Std 539-1990 Standard Definitions of Terms Relating to Corona and Field Effects of Overhead Power Lines, 1991.

3. IEEE, Guide for Conducting Corona Tests on Hardware for Overhead Transmission Lines and Substations, 2017.

4. RD 34.20.172 Guide for Calculating Corona Loss and Corona Interference in the Selection of 330-750 kV AC and 300-1500 kV DC Overhead Transmission Lines. Moskva, 2009. 71 p. (Rus)

5. Tamazov A.I., Corona losses in high voltage overhead power lines, Moskva: Sputnik, 2016. 318 p. (Rus)

6. Suleymanov V.M., Katsadze T.L. Electrical Networks and Systems. Kyiv: Natsionalnyi tekhnichnyi universytet Ukrainy Kievskii politekhnichnyi instytut, 2008. 456p. (Ukr)

7. CIGRE, Alternating Current (AC) Resistance of Helically Stranded Conductors, 2008.

8. CIGRE, Guide for Thermal Rating Calculation of Overhead Lines, 2014

9. IEEE, Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, 2014.

Надійшла 30.05.2022

Остаточний варіант 06.06.2022