

Т. Л. Кацадзе¹
В. А. Баженов¹
Н. В. Буслова¹
О. М. Янковська¹
К. М. Новіков¹

ДИНАМІЧНА МОДЕЛЬ ЗАРЯДНОЇ ЄМНОСТІ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ З УРАХУВАННЯМ МЕТЕОРОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Досліджено вплив метеорологічних умов на зарядну ємність повітряних ліній електропередачі та розроблено підхід до моніторингу стану проводів у змінних метеорологічних умовах. Показано, що зміни температури, вітрового тиску та утворення ожеледі зумовлюють варіації стріли провисання проводу, що призводить до зміни його просторового положення та зарядної ємності лінії відповідно. Подано результати математичного моделювання, які дозволили кількісно оцінити вплив температурних коливань та обмерзання на ємнісні параметри магістральних ліній. Встановлено, що температурні зміни в діапазоні від $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ можуть викликати зміну зарядної ємності приблизно на 1%, а утворення шару ожеледі завтовшки до 40 мм — збільшення ємності до 1,5%. Такі відхилення незначні для розподільчих мереж, але можуть бути критичними для протяжних магістральних ліній надвисокої напруги. Розроблено уточнені математичні моделі, які враховують вплив провисання проводу на зарядну ємність, та аналітичні співвідношення між стрілою провисання, температурою та кутом нахилу проводу в прогоні. Особливу увагу приділено інклінометричному підходу як одному з найефективніших і технологічно простих методів контролю стану проводу. Встановлено майже лінійний зв'язок між кутом нахилу сенсора та стрілою провисання для прольотів довжиною від 100 до 450 м, що дає змогу непрямо визначати як температуру проводу, так і масу відкладень ожеледі. На основі отриманих залежностей розроблено алгоритми роботи пристрою моніторингу, які реалізують два режими — постійний контроль провисання та контроль лише в діапазоні температур, за яких спостерігаються відкладення ожеледі.

Ключові слова: повітряна лінія електропередачі, зарядна ємність, метеорологічні фактори, провисання проводу, інклінометричний моніторинг, ожеледь, динамічна модель, Smart Grid.

Вступ

Сучасні підходи до формування самоорганізованих систем передачі та розподілу електричної енергії висувають жорсткі вимоги щодо визначення параметрів елементів електричних мереж. Особливої уваги тут заслуговують магістральні електропередачі, основним елементом яких виступають повітряні лінії електропередачі надвисокої номінальної напруги. Останні зазнають активного впливу навколишнього середовища, змінюючи свої характеристики відповідно до поточних експлуатаційних умов. Це зумовлює актуальність проблеми створення динамічної моделі повітряної лінії електропередачі, параметри якої змінюються відповідно до поточних експлуатаційних умов [1]—[3].

Урахування впливу метеорологічних умов в районі траси повітряної лінії на її характеристики зосереджується, зазвичай, на визначенні інтенсивності коронного розряду та пов'язаних з цим фактором втратах активної потужності [4]—[6]. Сучасні підходи до формування динамічних моделей ліній електропередачі орієнтовані також на урахування зміни активного опору відповідно до робочої температури проводу [7]—[9]. Меншою мірою дослідження в цьому напрямі стосуються вивченню залежності зарядної ємності лінії від поточних метеорологічних умов в районі траси лінії.

Разом з тим, слід зазначити, що зміна експлуатаційних умов повітряних ліній — робочої температури проводу, відкладень льоду на проводах, вітровий тиск на проводи — впливають на провисання проводу, що зумовлює зміну зарядної ємності електропередачі.

Мета роботи полягає в дослідженні впливу провисання проводу в прогоні на величину зарядної ємності повітряної лінії електропередачі.

Матеріали дослідження

Традиційний підхід до визначення зарядної ємності повітряної лінії електропередачі ґрунтується на заміщенні системи фактичних проводів трифазної лінії фіктивними прямолінійними проводами з горизонтальним розташуванням на висоті центру мас системи фактичних проводів [10], [11]. Для такої конструкції погонну ємність прямої послідовності трифазної лінії визначають за виразом

$$C_0 = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\log\left[\frac{2h D_g}{R D'_g}\right]}, \quad (1)$$

де ϵ_0 — електрична стала; ϵ_r — відносна діелектрична проникність ізоляційного середовища; h — висота розташування проводів над поверхнею землі (висота центру маси проводу, який провисає у прогоні); R — радіус проводу (еквівалентний радіус пучка розщепленої фази); D_g — середня геометрична відстань між фазними конструкціями лінії; D'_g — середня геометрична відстань між проводами та їх віддзеркаленнями відносно землі.

При цьому висоту розташування центру мас проводів в прогоні повітряної лінії визначають за виразом

$$h_c = h_0 - \frac{2}{3}f, \quad (2)$$

де h_0 — висота закріплення проводу на ізоляційному підвісі; f — стріла провисання проводу.

В роботі [12] показано, що зміну стріли провисання проводу у прогоні моделює рівняння стану проводу у формі

$$\frac{8}{3} \frac{E}{l^2} (f^2 - f_0^2) - \frac{l^2}{8} \left(\frac{\gamma}{f} - \frac{\gamma_0}{f_0} \right) = \alpha E (t - t_0), \quad (3)$$

де l — довжина прогону; α — температурний коефіцієнт лінійного здовження проводу; E — модуль пружності проводу; f, f_0 — стріли провисання в поточному та вихідному режимах; γ, γ_0 — питоме навантаження, яке зазнає провід в поточному та вихідному режимах; t, t_0 — робоча температура проводу в поточному та вихідному режимах відповідно.

Розв'язання рівняння (3) дозволяє визначити стан проводу у прогоні за будь-яких кліматичних умов, якщо відомі характеристики проводу в довільному вихідному режимі. Дійсний корінь рівняння (3) становить

$$f = \frac{Ef_0(8f_0^2 + 3\alpha l^2(t - t_0))}{\sqrt[3]{3A}} - \frac{\sqrt[3]{9}\gamma_0 l^4}{8A} + \frac{A}{8\sqrt[3]{9}Ef_0}, \quad (4)$$

де $A = \sqrt[3]{B + \sqrt{B^2 + 3E^3 f_0^3 (3\gamma_0 l^4 - 64Ef_0^3 - 24E\alpha f_0 l^2 (t - t_0))}}^3$; $B = 108E^2 \gamma f_0^3 l^4$.

На рис. 1 показано результати моделювання погонної зарядної ємності повітряної лінії електропередачі класу напруги 750 кВ з довжиною прольоту 450 м. Розрахунки виконано в межах робочих температур проводу від -30 °С до $+70$ °С, а також з урахуванням можливого обледеніння проводів завтовшки до 40 мм. Аналіз отриманих даних показує, що температурні коливання визначають зміну зарядної ємності в межах 1%. Утворення шару ожеледі може збільшувати ємність приблизно на 1,5%. Для розподільчих мереж такі відхилення не мають суттєвого значення і можуть бути проігноровані. Водночас для протяжних магістральних ліній надвисокої напруги навіть незначні зміни параметрів здатні викликати дисбаланс реактивної потужності як у самій лінії, так і в суміжних енергосистемах. До того ж, за умов ожеледі змінюються діелектричні властивості навколишнього середовища, що додатково підвищує зарядну ємність повітряних ліній.

Залежність зарядної ємності повітряної лінії електропередачі від стріли провисання і відповідно від умов експлуатації обумовлює задачу моніторингу стріли провисання проводів лінії в прогоні. Розв'язання такої задачі дозволить сформулювати адаптивну динамічну модель лінії електропередачі, характеристики якої будуть змінюватись в темпі реального часу.

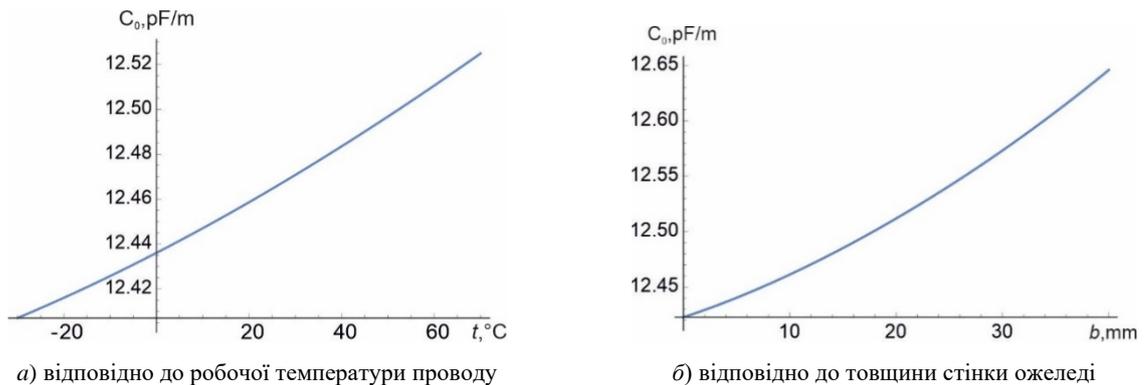


Рис. 1. Зміна зарядної ємності лінії електропередачі відповідно до умов експлуатації

Варто зазначити, що питання моніторингу технічного стану проводів повітряних ліній електропередачі має тривалу історію досліджень. На сьогодні розроблено та реалізовано значну кількість підходів до вимірювання параметрів провисання проводу в системах контролю його стану [13], [14]. Відомі методи зазвичай поділяють на дві групи — прямі та непрямі. Прямі методи ґрунтуються на безпосередньому визначенні геометричних характеристик проводу або обсягів відкладень ожеледі. Для цього застосовують лазерні сканери, системи комп'ютерного зору, GPS-датчики та інші сучасні вимірювальні засоби. Такі підходи забезпечують високу точність, проте потребують складного технічного оснащення та значних витрат. Непрямі методи, навпаки, ґрунтуються на аналітичних залежностях між стрілою провисання проводу та фізичними параметрами повітряної лінії — механічними, тепловими, електричними та магнітними. У цьому разі значення провисання визначають опосередковано за результатами вимірювань натягу проводу, температури та сили струму, кута нахилу кривої провисання, різниці атмосферного тиску між точкою кріплення і найнижчою точкою проводу, напруженості магнітного поля поблизу землі або частоти власних коливань проводу.

Серед непрямих методів особливу увагу привертає інклінометричний підхід, заснований на вимірюванні кута нахилу кривої провисання проводу в зоні його закріплення на опорі. Цей метод вважається одним із найпростіших у реалізації, але водночас достатньо точним і надійним для практичного використання в системах моніторингу повітряних ліній [15], [16].

Застосування інклінометричного методу проілюстровано на рис. 2.

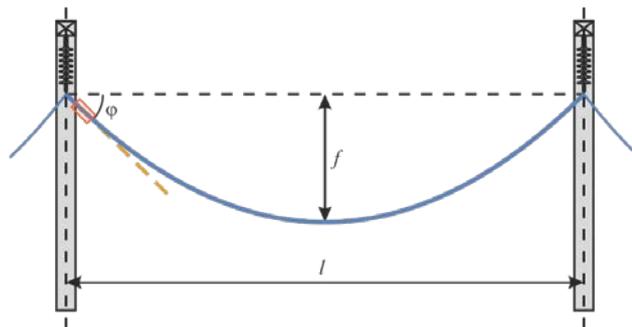


Рис. 2. Ілюстрація застосування інклінометричного методу моніторингу стану проводу:

l — довжина прогону; f — стріла провисання посередині прогону; φ — кут нахилу дотичної до кривої провисання проводу біля точки закріплення на опорі

За відсутності перепаду висоти точок закріплення проводу на суміжних опорах прогону тангенс кута нахилу дотичної до кривої провисання проводу визначається виразом

$$\operatorname{tg}[\varphi] = \sin\left[\frac{\gamma l}{2\sigma}\right] = \sin\left[\frac{4f}{l}\right], \quad (5)$$

де γ — питоме вертикальне навантаження, яке зазнає провід; σ — напруження проводу в нижній точці провисання; l — довжина прогону; f — стріла провисання.

З виразу (5) впливає співвідношення між стрілою провисання та кутом дотичної в точці закріплення проводу на опорі:

$$f = \frac{l}{4} \arcsin [\operatorname{tg}[\varphi]] \approx \frac{l}{4} \operatorname{tg}[\varphi]. \quad (6)$$

На рис. 3 показано графіки, які відображають залежність кута нахилу датчика від стріли провисання проводу для повітряних ліній з прольотами довжиною від 100 до 450 м. Аналіз цих залежностей показує, що між кутом нахилу та стрілою провисання існує майже лінійна кореляція. Зі збільшенням довжини прогону провід стає пологішим, тобто його кут нахилу зменшується. З наведених даних випливає, що зі збільшенням стріли провисання на 1 м кут нахилу змінюється приблизно на 2° для прольоту довжиною 100 м і на близько $0,5^\circ$ для прольоту завдовжки 450 м. Отже, чутливість кута нахилу до зміни провисання зменшується зі зростанням довжини прольоту, що потрібно враховувати під час калібрування сенсорних систем моніторингу повітряних ліній.

Якщо провід зазнає навантаження виключно від власної ваги, тобто за відсутності відкладень льоду на проводі, то вираз (3) дозволяє сформулювати співвідношення між кутом нахилу кривої провисання і робочою температурою проводу

$$t = t_0 + \frac{1}{\alpha} \left(\frac{\gamma_1 l}{E} \left(\frac{l}{4f_0} - \operatorname{ctg}[\varphi] \right) + \frac{\operatorname{tg}[\varphi]^2}{6} - \frac{8}{3} \left(\frac{f_0}{l} \right)^2 \right), \quad (7)$$

де γ_1 — питоме навантаження від власної ваги проводу.

На рис. 4 показана взаємна залежність робочої температури проводу та кута нахилу кривої провисання в прогоні завдовжки 200 м типової повітряної лінії напругою 110 кВ, виконаної проводом марки АС-240/32. Аналіз інформації (рис. 4) свідчить про нелінійний характер залежності робочої температури проводу від кута нахилу кривої провисання. Разом з тим, в області робочих температур $+20^\circ\text{C}$ та більше залежність асимптотично наближається до лінійної. При цьому зміна кута нахилу кривої провисання проводу на 1° відповідає зміні робочої температури приблизно на 30°C .

Якщо прилад моніторингу стану проводу додатково оснастити датчиком температури, з'являється можливість організувати контроль відкладень ожеледі на проводах повітряної лінії. Дійсно, з (3) впливає залежність

$$\gamma = \frac{f}{f_0} \left(\gamma_0 + \frac{8f_0}{l^2} \left(\frac{8E}{3l^2} (f^2 - f_0^2) - \alpha E (t - t_0) \right) \right). \quad (7)$$

Вагу відкладень ожеледі на одиницю довжини проводу можна визначити за виразом

$$P_{\text{ice}} = \frac{f}{f_0} \left(\gamma_0 + \frac{8f_0}{l^2} \left(\frac{8E}{3l^2} (f^2 - f_0^2) - \alpha E (t - t_0) \right) \right) F - gM_0, \quad (9)$$

де F — розрахунковий переріз проводу; M_0 — погонна маса проводу; g — прискорення вільного падіння.

На рис. 5 показана залежність ваги відкладень льоду на від кута нахилу кривої провисання в прогоні завдовжки 200 м типової повітряної лінії напругою 110 кВ, виконаної проводом марки АС-240/32.

Таким чином, у разі, коли вага відкладень ожеледі досягає певного критичного значення, пристрій має подавати сигнал щодо організації заходів боротьби з відкла-

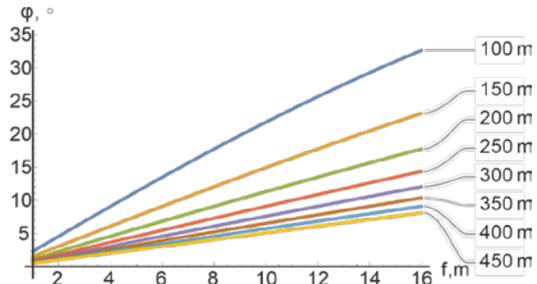


Рис. 3. Залежність кута нахилу інклінометричного сенсора від стріли провисання проводу в прогонах різної довжини

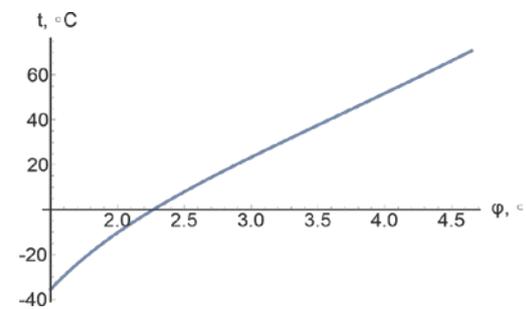


Рис. 4. Взаємна залежність між робочою температурою проводу та кутом нахилу інклінометричного сенсора

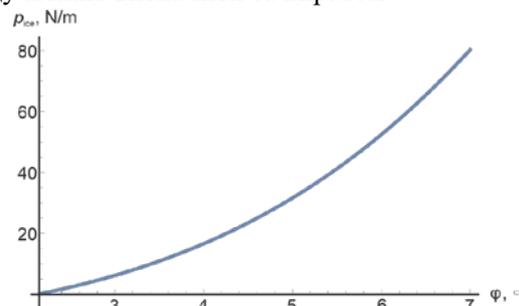


Рис. 5. Взаємна залежність ваги відкладень льоду на проводах повітряної лінії та кута нахилу інклінометричного сенсора

денням ожеледі, наприклад, топлення ожеледі. Очевидно, що контроль відкладень ожеледі за виразом (9) варто виконувати в діапазоні низьких температур, за яких спостерігаються відкладення ожеледі.

Отже, відповідно до необхідності безперервного моніторингу стріли провисання проводу можна запропонувати два алгоритми функціонування пристрою, показані на рис. 6, де t — робоча температура проводу; t_{ice} — діапазон робочої температури, за якої спостерігаються відкладення ожеледі. Перший алгоритм (лівий ланцюг на рис. 6) передбачає роботу пристрою тільки в температурних режимах утворення ожеледі, другий алгоритм (правий ланцюг на рис. 6) передбачає постійний моніторинг стріли провисання проводу та моніторинг відкладень ожеледі за умови, що температура повітря знаходиться в діапазоні утворення ожеледі.

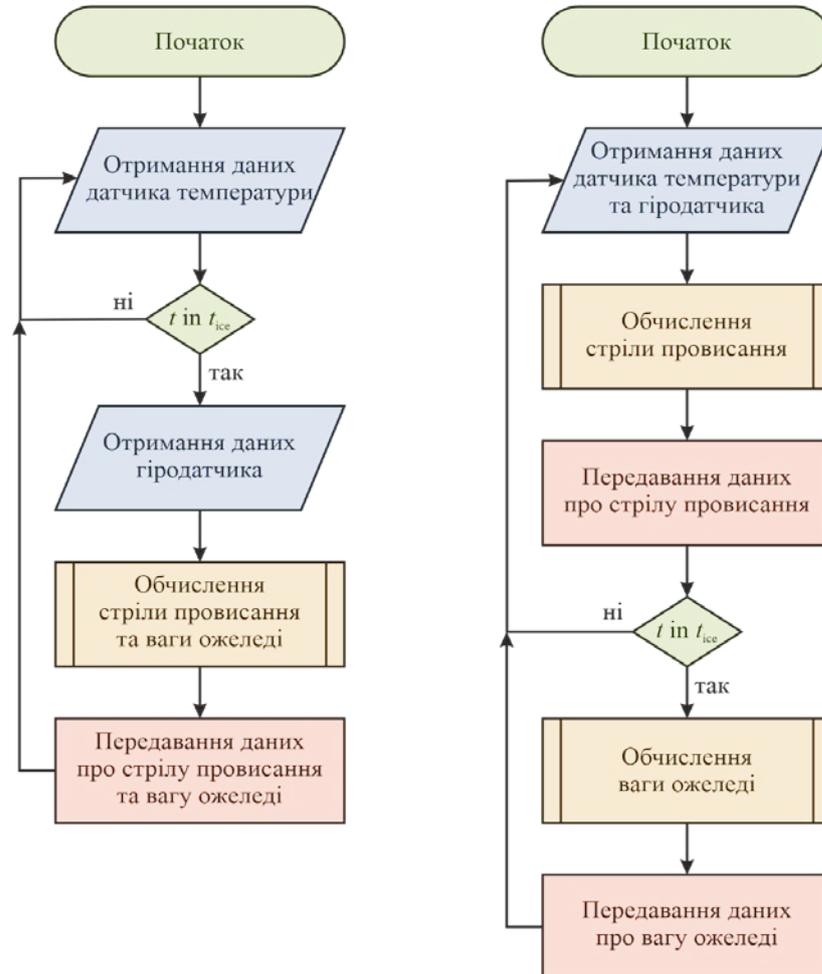


Рис. 1. Алгоритми роботи пристрою моніторингу стану проводу

Висновки

1. У результаті проведеного дослідження встановлено, що метеорологічні умови мають безпосередній вплив на зарядну ємність повітряних ліній електропередачі, оскільки зміна температури, утворення ожеледі та дія вітрових навантажень призводять до варіації стріли провисання проводів. Виявлено, що зміни геометрії проводу можуть викликати помітні коливання ємності, що є критичним для магістральних ліній надвисокої напруги, де відхилення параметрів здатні впливати на баланс реактивної потужності та стійкість енергосистеми.

2. Розроблено уточнені математичні моделі, які дозволяють враховувати провисання проводу у визначенні зарядної ємності лінії. Показано, що температурні зміни можуть змінювати ємність у межах 1%, а утворення шару ожеледі товщиною до 40 мм — до 1,5%. Для протяжних ліній надвисокої напруги такі відхилення є значущими та потребують урахування в експлуатаційних розрахунках.

3. Обґрунтовано доцільність застосування інклінометричного підходу для моніторингу стану проводів повітряних ліній. Встановлено практично лінійний характер залежності між кутом нахилу інклінометричного сенсора та стрілою провисання проводу, що дозволяє визначати зміни геометрії

проводу та непрямо оцінювати його робочу температуру та вагу відкладень ожеледі.

4. Розроблено алгоритми роботи пристрою моніторингу, які забезпечують або постійний контроль стану проводу, або контроль лише в температурному діапазоні утворення ожеледі. Це створює основу для побудови адаптивних систем спостереження за станом повітряних ліній у режимі реального часу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] A. Ahmadi, et al., “Decomposition-Based Stacked Bagging Boosting Ensemble for Dynamic Line Rating Forecasting,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1-10, 2023. <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2023.3267511> . Accessed: 20.10.2025.
- [2] A. Mansour Saatloo, et al., “Hierarchical Extreme Learning Machine Enabled Dynamic Line Rating Forecasting,” *IEEE Systems Journal*, pp. 1-11, 2021. <https://doi.org/10.1109/jsyst.2021.3128213> . Accessed: 20.10.2025.
- [3] P. Glaum, and F. Hofmann, “Enhancing the German Transmission Grid Through Dynamic Line Rating,” *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 13-15 September 2022, 2022. <https://doi.org/10.1109/eem54602.2022.9921148> . Accessed: 20.10.2025.
- [4] P. K. Gupta, K. Tuttelberg, and J. Kilter. “Weather dependency of corona losses on 330 kV overhead transmission lines. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*,” vol. 155, pp. 109-537, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109537> . Accessed: 20.10.2025.
- [5] J.-R. Riba, and M. Moreno-Eguilaz, “Analyzing the effect of corona losses on dynamic line rating models for overhead transmission lines,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 166, pp. 110-546, 2025. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.110546> . Accessed: 20.10.2025.
- [6] F. Yin, M. Farzaneh, and X. Jiang, “Corona investigation of an energized conductor under various weather conditions,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 24, no. 1. pp. 462-470, 2017. <https://doi.org/10.1109/tdel.2016.006302> . Accessed: 20.10.2025.
- [7] S. Karimi, P. Musilek, and A. M. Knight, “Dynamic thermal rating of transmission lines: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 600-612, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001> . Accessed: 20.10.2025.
- [8] G. M. Paldino, et al., “A Digital Twin Approach for Improving Estimation Accuracy in Dynamic Thermal Rating of Transmission Lines,” *Energies*, vol. 15, no. 6, pp. 2254, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15062254> . Accessed: 20.10.2025.
- [9] Ahmed L. Olatunji, “Prospects of using Dynamic Thermal Rating for a Reliable Power System Network: A Review,” *2021 IEEE International Future Energy Electronics Conference (IFEEC)*, Taipei, Taiwan, 16-19 November 2021, 2021. <https://doi.org/10.1109/ifeec53238.2021.9661878> . Accessed: 20.10.2025.
- [10] L. L. Grigsby, *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*. Taylor & Francis Group, 2018. 789 p.
- [11] Y. Hase, *Handbook of Power Systems Engineering with Power Electronics Applications*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2012. <https://doi.org/10.1002/9781118443156> . Accessed: 20.10.2025.
- [12] Т. Л. Кацадзе, *Основи механічних розрахунків повітряних ліній електропередавання*: підруч. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, вид-во «Політехніка», 2019, 336 с.
- [13] A. U. Mahin, et al., “Measurement and monitoring of overhead transmission line sag in smart grid: A review,” *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2021. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12271> . Accessed: 20.10.2025.
- [14] Y. Chen, X. Ding, “A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2023. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12778> . Accessed: 20.10.2025.
- [15] X. Xiao, et al., “Research on Sag Online Monitoring System for Power Transmission Wire Based on Tilt Measurement,” *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 6-11, 2013. Accessed: 20.10.2025.
- [16] S. Malhara, and V. Vittal, “Mechanical State Estimation of Overhead Transmission Lines Using Tilt Sensors,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 1282-1290, 2010. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2038703> . Accessed: 20.10.2025.

Рекомендована оргкомітетом міжнародної науково-технічної конференції
«Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2025)»

Стаття надійшла до редакції 20.01.2026

Кацадзе Теймураз Луарсабович — канд. техн. наук, завідувач кафедри електричних мереж та систем,
e-mail: teymuraz@ukr.net ;

Баженів Володимир Андрійович — канд. техн. наук, доцент кафедри електричних мереж та систем;

Буслова Найна Володимирівна — канд. техн. наук, доцент кафедри електричних мереж та систем;

Янковська Олена Максимівна — старший викладач кафедри електричних мереж та систем;

Новіков Кирило Михайлович — аспірант факультету електроенергетики та автоматики.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ

T. L. Katsadze¹
V. A. Bazhenov¹
N. V. Buslova¹
O. M. Yankoska¹
K. M. Novikov¹

Dynamic Model of Overhead Power Transmission Lines Charging Capacity Taking into Account Meteorological Factors

National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

The article investigates the impact of meteorological conditions on the charging capacity of overhead power lines and develops an approach to monitoring the condition of wires in changing meteorological conditions. It is shown that changes in temperature, wind pressure, and ice formation cause variations in the sag of the wire, which leads to a change in its spatial position and, accordingly, the charging capacity of the line. The results of mathematical modeling are presented, which allowed to perform quantitative assessment of the influence of temperature fluctuations and icing on the capacitive parameters the main lines. It has been established that temperature changes in the range from $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ can cause a change in charging capacity of approximately 1%, and the formation of an ice layer up to 40 mm thick can cause an increase in capacity of up to 1.5%. Such deviations are insignificant for distribution networks, but can be critical for long overhead lines of ultra-high voltage. Refined mathematical models have been developed that take into account the influence of wire sag on charging capacity, as well as analytical relationships between sag, temperature, and the angle of inclination of the wire in the span. Particular attention is paid to the inclinometric approach as one of the most efficient and technologically simple methods of monitoring the condition of the wire. Almost linear relationship has been established between the angle of inclination of the sensor and the sag for spans ranging in length from 100 to 450 m, which makes it possible to indirectly determine both the temperature of the wire and the mass of ice deposits. Based on the obtained dependencies, algorithms have been developed for the operation of the monitoring device, which implement two modes: continuous monitoring of sag and monitoring only in the temperature range at which icing deposits are observed.

Keywords: overhead power line, charging capacity, meteorological factors, wire sag, inclinometric monitoring, ice, dynamic model, Smart Grid.

Katsadze Teymuraz L. — Cand. Sc. (Eng), Head of the Chair of Electrical Networks and Systems, e-mail: teymuraz@ukr.net ;

Bazhenov Volodymyr A. — Cand. Sc. (Eng), Associate Professor of the Chair of Electrical Networks and Systems;

Buslova Naina V. — Cand. Sc. (Eng), Associate Professor of the Chair of Electrical Networks and Systems;

Yankoska Olena M. — Senior Lecturer of the Chair of Electrical Networks and Systems;

Novikov Kyrylo M. — Post-Graduate Student of the Department of Electrical Power Engineering and Automation