

ДЯЧЕНКО ОЛЕКСАНДР ВАСИЛЬОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7232-6585>; e-mail: diachenko.a.v@ukr.net.

ГАПОН ДМИТРО АНАТОЛІЙОВИЧ – доктор технічних наук, доцент, завідувач кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8609-9707>; e-mail: dmytro.hapon@khipt.edu.ua.

БАЖЕНОВ ВОЛОДИМИР МИКОЛАЙОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-5450-8382>; e-mail: fider141@gmail.com.

РУДЕВИЧ НАТАЛІЯ ВАЛЕНТИНІВНА – доктор педагогічних наук, професор, професор кафедри автоматизації та кібербезпеки енергосистем, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2858-9836>; e-mail: n.rudevich@ukr.net.

ШВЕЦЬ СЕРГІЙ ВІКТОРОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри автоматизації та кібербезпеки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-141X>; e-mail: se55sh32@gmail.com.

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЖИВИЛЬНОЇ МЕРЕЖІ НА ВЕЛИЧИНУ МЕРТВОЇ ЗОНИ СТРУМОВОЇ ВІДСІЧКИ

У статті детально аналізуються аспекти релейного захисту в сучасних електроенергетичних системах, зокрема використання струмового захисту як одного з основних методів забезпечення безпеки та надійності ліній електропередач. Релейний захист є ключовим елементом для своєчасного виявлення аварій, точного локалізування пошкоджених ділянок та швидкого відключення для запобігання поширенню аварії. Зокрема, струмова відсічка забезпечує оперативне відключення елемента мережі при досягненні струмом певного порогового значення, що ефективно діє при сильних коротких замиканнях поблизу джерела живлення. Однак одним із значних недоліків цього методу є його залежність від конфігурації та режиму роботи живильної мережі, що може призвести до збільшення мертвих зон, зниження селективності та зменшення чутливості захисту. У статті також розглядається застосування струмової відсічки та автоматичного повторного включення, що дозволяє не лише ефективно локалізувати пошкодження, а й мінімізувати час простою ліній. Автоматичне повторне включення є важливим елементом для швидкого відновлення живлення в разі тимчасових аварій, що особливо актуально для повітряних ліній, де часто спостерігаються короткочасні пошкодження. Крім того, у статті аналізуються впливи різних режимів роботи живильної мережі на ефективність струмового захисту, зокрема на розміри мертвих зон. Розрахунки показали, що в мінімальних режимах роботи системи мертва зона може збільшуватися вдвічі, що значно знижує ефективність струмового захисту. У статті також акцентується увага на тому, що для підвищення надійності захисту в таких умовах слід використовувати адаптивні методи, зокрема дистанційний захист. Результати досліджень, які автори виклали у статті, мають важливе значення для удосконалення існуючих методів релейного захисту, підвищення ефективності локалізації аварій та мінімізації часу відключення ліній, що є необхідним для забезпечення стабільної роботи енергетичних систем навіть у складних умовах експлуатації. Зокрема, підвищення чутливості та селективності захисту при змінних режимах роботи мережі дозволяє значно покращити стабільність функціонування енергосистем у всіх умовах, що є важливим кроком до покращення надійності та безпеки енергетичних мереж в умовах сучасних викликів.

Ключові слова: релейний захист; об'єкт захисту; струмова відсічка; мертва зона; чутливість; селективність; ефективність; надійність.

Вступ. У сучасних електроенергетичних системах релейний захист (РЗ) відіграє критично важливу роль у забезпеченні безпеки, надійності та стабільності функціонування ліній електропередач. Крім того, впровадження цифрових технологій у РЗ дозволяє автоматизувати контроль і керування енергосистемами, що підвищує їхню ефективність. Завдяки цьому знижуються експлуатаційні витрати, підвищується стабільність мережі та забезпечується раціональне використання енергоресурсів, що є ключовим для сталого розвитку [1].

Постановка проблеми. Пошкодження в мережах можуть виникати внаслідок коротких замикань (КЗ), перенапруг, атмосферних впливів або механічних ушкоджень, особливо в повітряних лініях, які найбільш вразливі до зовнішніх факторів. Завдання РЗ полягає у своєчасному виявленні аварійної ситуації, точній локалізації пошкодженої ділянки та швидкому її відключенні для запобігання подальшому поширенню

аварії. Одним із найпоширеніших методів такого захисту є струмовий захист, зокрема струмова відсічка (СВ).

СВ забезпечує швидке відключення елемента мережі без витримки часу при досягненні струмом певного порогового значення (уставки спрацювання). Це дозволяє ефективно діяти у разі сильних КЗ поблизу джерела живлення. Однак значущим недоліком цього типу захисту є залежність його чутливості від конфігурації та режиму роботи живильної мережі. В умовах змінної структури мережі це може призводити до збільшення мертвих зон (МЗ), недостатньої селективності або зменшення чутливості захисту [2, 3].

Для підвищення надійності електропостачання, особливо в разі короткочасних пошкоджень, широко застосовується автоматичне повторне включення (АПВ). У повітряних лініях, де часто виникають аварії тимчасового характеру, система АПВ дозволяє швидко відновити живлення без участі оперативного

© О. В. Дяченко, Д. А. Гапон, В. М. Баженов, Н. В. Рудевич, С. В. Швець, 2025



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

персоналу. Комбіноване застосування СВ та АПВ дає змогу не лише ефективно локалізувати пошкодження, а й мінімізувати час простою ліній, забезпечуючи стабільну роботу енергосистеми навіть у складних умовах експлуатації.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Залежність чутливості СВ від режиму роботи живильної електричної мережі є актуальною темою та всебічно розглядається в сучасній технічній літературі [4–6]. Проте ці джерела лише частково розглядають вплив змінних режимів мережі, таких як зміна джерел живлення або перемикання схем.

У свою чергу [7–13] більш детально аналізують зміну параметрів струмів КЗ залежно від конфігурації мережі. Зокрема, підкреслюється, що у малопотужних мережах відсічка може не спрацювати через зниження струму нижче порога (уставки) спрацювання. У роботах [14, 15] вказано на необхідність врахування МЗ та пропонуються методи покращення селективності та чутливості. У роботах, присвячених АПВ, розглянуто взаємодію СВ з повторним включенням у повітряних лініях, що є критичним при короточасних аваріях. Загалом, джерела свідчать про необхідність адаптивного налаштування РЗ відповідно до режимів живлення [2].

Мета статті. Дослідити вплив режимів роботи живильної мережі на розміри МЗ СВ в кабельно-повітряних лініях (КПЛ) з урахуванням застосування АПВ в повітряній лінії.

Виклад основного матеріалу. У статті розглядається розрахунок системи захисту з урахуванням можливості АПВ після вимкнення внаслідок пошкодження повітряної лінії. У випадках аварій у кабельних мережах робота АПВ має бути заблокована, щоб запобігти подальшому погіршенню стану кабелю при повторній подачі живлення, якщо коротке замикання ще не усунуто. Такий підхід дозволяє підвищити надійність енергопостачання для споживачів і сприяє поверненню електричної мережі до нормального режиму функціонування. Часто після оперативного відключення частини мережі, де сталося КЗ через тимчасове порушення ізоляції або пробій повітряного проміжку, при повторному поданні напруги несправність не повторюється.

Також у статті проводиться дослідження впливу роботи живильної мережі (максимальний режим при $X_{с.макс.}$ та мінімальний при $X_{с.мін.}$) на розміри МЗ СВ в КПЛ.

Для аналізу цих питань були проведені розрахунки: максимального струмового захисту (МСЗ) КПЛ та розрахунок зміни розмірів СВ в залежності від режиму роботи живильної мережі.

Вихідні дані для розрахунку. Для розрахунків було використано мережу КПЛ 10 кВ, схема якої зображена на рис. 1. Дана мережа складається з:

- підстанції ПС-Б із двома трансформаторами ТМ-1600/10/0,4 кВА, напруга короткого замикання $U_{к.т.}^{\%} = 5,5\%$;
- підстанції ПС-В з навантаженням $P_{нав.} = 11$ МВт та $\cos\varphi = 0,83$;

- реактора РБ-10-1000-0,45 УЗ;
 - кабелю АСБл-10 3×150 , довжиною $L_{к.л.} = 2$ км;
 - повітряної лінії АС-10 150/19, довжиною $L_{п.л.} = 2$ км.
- Інші параметри мережі:
- коефіцієнт самозапуску $K_{сп} = 1,7$;
 - опір системи в максимальному режимі $X_{с.макс.} = 0,3$ Ом;
 - опір системи в мінімальному режимі $X_{с.мін.} = 0,6$ Ом.

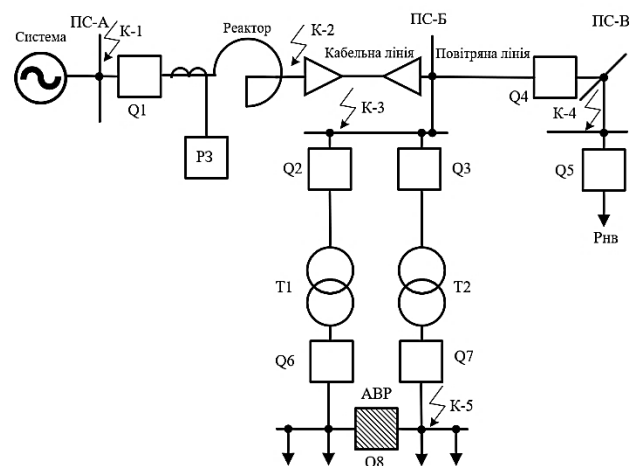


Рисунок 1 – Розрахункова схема об'єктів захисту КПЛ

Зазвичай при таких розрахунках активним опором трансформатора нехтують оскільки він набагато менший реактивного опору. Але для забезпечення більшої точності розрахунків конкретно в цьому випадку автори пропонують його розрахувати.

Знаходимо активний опір трансформатора Т1 та Т2 за формулою (1):

$$R_{T1} = R_{T2} = \frac{P_k \cdot 10^3 \cdot (U_{н.т.} \cdot 10^3)^2}{(S_{н.т.} \cdot 10^3)^2}, \text{ Ом}; \quad (1)$$

де P_k – втрати короткого замикання в трансформаторі $P_k = 16,5$ кВт;

$U_{н.т.}$ – номінальна напруга трансформатора, $U_{н.т.} = 10$ кВ;

$S_{н.т.}$ – номінальна потужність трансформатора $S_{н.т.} = 1600$ кВА.

Розраховуємо повний опір трансформатора за формулою (2):

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_{к.т.}^{\%}}{100} \cdot \frac{(U_{н.т.})^2}{S_{н.т.}}, \text{ Ом}; \quad (2)$$

де $U_{к.т.}^{\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора, $U_{к.т.}^{\%} = 5,5\%$.

Знаходимо реактивний опір трансформатора за формулою (3):

$$X_{T1} = X_{T2} = \sqrt{Z_{T1,2}^2 - R_{T1,2}^2}, \text{ Ом}. \quad (3)$$

Розраховуємо активний опір кабельної лінії за формулою (4):

$$R_{к.л.} = L_{к.л.} \cdot r_{к.}, \text{ Ом}; \quad (4)$$

де $L_{к.л.}$ – довжина кабельної лінії, $L_{к.л.} = 2 \text{ км}$;
 $r_{к.}$ – активний опір кабеля, $r_{к.} = 0,206 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Розраховуємо реактивний опір кабельної лінії за формулою (5):

$$X_{к.л.} = L_{к.л.} \cdot x_{к.}, \text{ Ом}; \quad (5)$$

де $x_{к.}$ – індуктивний опір кабеля, $x_{к.} = 0,079 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Розраховуємо активний опір повітряної лінії за формулою (6):

$$R_{п.л.} = L_{п.л.} \cdot r_{А.С.}, \text{ Ом}; \quad (6)$$

де $L_{п.л.}$ – довжина повітряної лінії, $L_{п.л.} = 2 \text{ км}$;
 $r_{А.С.}$ – активний опір сталесалюмінієвих проводів (АС), $r_{А.С.} = 0,2046 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Розраховуємо реактивний опір повітряної лінії за формулою (7):

$$X_{п.л.} = L_{п.л.} \cdot x_{А.С.}, \text{ Ом}; \quad (7)$$

де $x_{к.}$ – індуктивний опір сталесалюмінієвих проводів (АС), $x_{А.С.} = 0,358 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

Проводимо розрахунок опорів для МСЗ точок К1–К5 в максимальному режимі роботи системи (рис. 1) з урахуванням АВР.

Опір для точки К1 буде дорівнювати реактивному опору системи в максимальному режимі $X_{К1} = X_{с.макс.}$. Активним опором нехтуємо.

Знаходимо активні і реактивні опори для точки К2. Активний опір для точки К2 буде дорівнювати опору реактора, відповідно $R_{К2} = R_p = 0,045 \text{ Ом}$.

За формулою (8) знаходимо реактивний опір для точки К2 в максимальному режимі:

$$X_{К2,макс.} = X_{с.макс.} + X_p, \text{ Ом}; \quad (8)$$

де X_p – індуктивний опір реактора, $X_p = 0,45 \text{ Ом}$.

Знаходимо активний $R_{К3,макс.}$ та реактивний $X_{К3,макс.}$ опори для точки К3 за формулами (9) та (10):

$$R_{К3,макс.} = R_{К2,макс.} + R_{к.л.}, \text{ Ом}; \quad (9)$$

$$X_{К3,макс.} = X_{К2,макс.} + X_{к.л.}, \text{ Ом}. \quad (10)$$

Розраховуємо активний $R_{К4,макс.}$ та реактивний $X_{К4,макс.}$ опори для точки К4 за формулами (11) та (12):

$$R_{К4,макс.} = R_{К3,макс.} + R_{п.л.}, \text{ Ом}; \quad (11)$$

$$X_{К4,макс.} = X_{К3,макс.} + X_{п.л.}, \text{ Ом}. \quad (12)$$

Знаходимо активний $R_{К5,макс.}$ та реактивний $X_{К5,макс.}$ опори для точки К5 за формулами (13) та (14):

$$R_{К5,макс.} = R_{К3,макс.} + R_{т.}, \text{ Ом}; \quad (13)$$

$$X_{К5,макс.} = X_{К3,макс.} + X_{т.}, \text{ Ом}. \quad (14)$$

За формулою (15) знаходимо повні опори для кожної точки К1–К5:

$$Z_{К1-5,макс.} = \sqrt{R_{К1-5,макс.}^2 + X_{К1-5,макс.}^2}, \text{ Ом}. \quad (15)$$

За формулою (16) знаходимо величину струмів короткого замикання в максимальному режимі роботи системи для кожної точки К1–К5:

$$I_{К1-5} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot Z_{К1-5,макс.}}, \text{ кА}; \quad (16)$$

де $U_{ном.}$ – номінальна напруга лінії, $U_{ном.} = 10,5 \text{ кВ}$.

Розрахунок МСЗ. Перший ступінь захисту це СВ без витримки за часом $t_{с.з.}^I = 0 \text{ с}$. За формулою (17) знаходимо струм уставки спрацювання першого ступеня захисту:

$$I_{с.з.,макс.}^I = K_H \cdot I_{К3,макс.}, \text{ кА}; \quad (17)$$

де K_H – коефіцієнт надійності, $K_H = 1,1$;

$I_{К3,макс.}$ – струм короткого замикання в точці К3, знайдений за формулою (16) при максимальному режимі роботи системи.

Перевіряємо на виконання умови по чутливості за формулою (18):

$$K_{ч,макс.}^I = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{К1,макс.}}{I_{с.з.,макс.}^I} \geq 2; \quad (18)$$

де $I_{К1,макс.}$ – струм К3 в точці К1, знайдений за формулою (16) при максимальному режимі роботи системи.

Другий ступінь МСЗ це СВ з витримкою часу $t_{с.з.}^{II} = \Delta t = 0,5 \text{ с}$. Для розрахунку уставки спрацювання другого ступеня захисту (20), потрібно узгодити роботу захисту із першим ступенем захисту трансформатора Т за формулою (19):

$$I_{с.з.Т,макс.}^I = K_H \cdot I_{К5,макс.}, \text{ кА}; \quad (19)$$

де K_H – коефіцієнт надійності, оскільки точка К3 за трансформатором приймаємо $K_H = 1,5$;

$I_{К5,макс.}$ – струм К3 в точці К5, знайдений за формулою (16) при максимальному режимі роботи системи.

$$I_{с.з.,макс.}^{II} = K_H \cdot I_{с.з.Т,макс.}^I, \text{ кА}; \quad (20)$$

де K_H – коефіцієнт надійності для другого ступеня захисту приймаємо $K_H = 1,2$.

Перевіряєм на виконання умови по чутливості за формулою (21):

$$K_{ч, макс}^{II} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K3, макс}}{I_{с.з., макс}^{III}} \geq 2. \quad (21)$$

Третій ступінь відбудовується від МСЗ трансформатора. Розраховуємо струм уставки $I_{с.з., макс}^{III}$ за умовою повернення після вимкнення наскрізного струму КЗ $I_{K3, макс}$ за формулою (22):

$$I_{с.з., макс}^{III} = \frac{K_H \cdot K_{сзп}}{K_{пов}} \cdot I_{\Sigma}, \text{ кА}; \quad (22)$$

де $K_{сзп}$ – коефіцієнт самозапуску, $K_{сзп} = 1,7$;
 $K_{пов}$ – коефіцієнт повернення реле, приймаємо 0,96;

I_{Σ} – сумарний струм навантаження, знайдемо його за формулою (25).

Визначаємо номінальні струми навантаження підстанцій Б та В формули (23) та (24) (рис. 1).

$$I_{ПБ-В} = \frac{2 \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т.}}, \text{ А}; \quad (23)$$

$$I_{ПБ-В} = \frac{P_{нав.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot \cos \varphi}, \text{ А}; \quad (24)$$

$$I_{\Sigma} = I_{ПБ-В} + I_{ПВ-В}, \text{ А}. \quad (25)$$

Знайдемо струм уставки за умовою відбудови від АПВ повітряної лінії за формулою (26):

$$I_{с.з., АПВ, макс}^{III} = K_H \cdot K_{сзп} \cdot I_{\Sigma}, \text{ кА}. \quad (26)$$

З двох умов розрахованих за формулами (22) та (26) вибираємо більше значення та приймаємо його за остаточне значення $I_{с.з., макс}^{III}$.

Перевіряємо на виконання умови по чутливості за формулою (27):

$$K_{ч, макс}^{III} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K4}}{I_{с.з., макс}^{III}} \geq 1,5; \quad (27)$$

де $I_{K4, макс}$ – струм КЗ в точці К4, знайдений за формулою (16).

Аналогічно по формулам (1)–(27) проводимо розрахунки для мінімального режиму живильної мережі енергосистеми, коли $X_{с.мін.} = 0,6 \text{ Ом}$.

Одним із головних недоліків МСЗ є його залежність від режиму роботи живильної електромережі. Ефективність та чутливість такого захисту змінюється в залежності від конфігурації мережі, величини струмів навантаження, а також напрямку потоку енергії. У деяких випадках, наприклад, при зміні схеми живлення або зменшенні струму КЗ, пристрій може не виявити аварію або зробити це із запізненням. Така ситуація створює загрозу для енергетичного обладнання, підвищує ймовірність його пошкодження, погіршує якість

електропостачання та знижує загальну надійність системи [2].

Далі представлені розрахункові дослідження, які демонструють, як режими роботи живильної мережі впливають на розміри МЗ СВ в КПЛ. В нашому випадку розглядалося два варіанти – максимальний та мінімальний режими роботи живильної мережі.

Розраховуємо опір спрацювання СВ (струмового захисту) за формулою (28):

$$Z_{с.з.} = \frac{U_{\phi}}{I_{с.з., макс}}, \text{ Ом}; \quad (28)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга, в нашому випадку дорівнює 5,78 кВ;

$I_{с.з., макс}$ – струм спрацювання захисту першого ступеня СВ при максимальному режимі роботи живильної мережі $I_{с.з., макс} = I_{с.з., макс}^I$.

При розрахунках ми знехтували активним опором системи, тоді згідно формули (15) повний опір системи в максимальному режимі дорівнює $Z_{с.макс.} = X_{с.макс.}$, в мінімальному $Z_{с.мін.} = X_{с.мін.}$.

Знаходимо опір об'єкта захисту за формулою (29):

$$Z_{о.з.} = Z_p + Z_{к.л.}, \text{ Ом}; \quad (29)$$

де Z_p та $Z_{к.л.}$ – повні опори реактора та кабельної лінії знаходяться по формулі (15).

Розраховуємо сумарні опори для всієї системи для максимального та мінімального режиму роботи за формулами (30) та (31) відповідно:

$$Z_{сум.макс.} = Z_{с.макс.} + Z_p + Z_{к.л.}, \text{ Ом}; \quad (30)$$

$$Z_{сум.мін.} = Z_{с.мін.} + Z_p + Z_{к.л.}, \text{ Ом}. \quad (31)$$

Розраховуємо захисну здатність СВ в максимальному та в мінімальному режимах роботи живильної мережі за формулами (32) та (33) відповідно:

$$Z_{с.в.макс. \%} = \frac{(Z_{с.з.} - Z_{с.макс.})}{Z_{о.з.}} \cdot 100\%; \quad (32)$$

$$Z_{с.в.мін. \%} = \frac{(Z_{с.з.} - Z_{с.мін.})}{Z_{о.з.}} \cdot 100\%. \quad (33)$$

Проводимо розрахунок опору МЗ струмової відсічки в максимальному та мінімальному режимах роботи джерела живлення за формулами (34) та (35) відповідно:

$$Z_{м.з.макс. \%} = \frac{(Z_{сум.макс.} - Z_{с.з.})}{Z_{о.з.}} \cdot 100\%; \quad (34)$$

$$Z_{м.з.мін. \%} = \frac{(Z_{сум.мін.} - Z_{с.з.})}{Z_{о.з.}} \cdot 100\%. \quad (35)$$

Розраховуємо у скільки разів зменшилася захисна здатність (ефективність) струмового відсічення при

зміні роботи джерела живлення з максимального на мінімальний режим за формулою (36):

$$\text{Захисна здатність} = \frac{Z_{\text{с.в.макс.}\%}}{Z_{\text{с.в.мін.}\%}}. \quad (36)$$

Для порівняння розрахуємо все через довжину об'єкту захисту в кілометрах.

Розраховуємо довжину об'єкта захисту за формулою (37):

$$L_{0.3} = \frac{Z_{0.3}}{Z_{\text{п.к.л.}}}, \text{ км}; \quad (37)$$

де $Z_{\text{п.к.л.}}$ – повний погонний опір кабеля, який розраховується за формулою (15) через r_k та x_k .

Знаходимо довжину що захищається СВ для ділянки об'єкта в максимальному та мініальному режимах роботи системи за формулами (38) та (39):

$$L_{\text{с.в.макс.}} = \frac{(Z_{\text{с.з.}} - Z_{\text{с.макс.}})}{Z_{\text{п.к.л.}}}, \text{ км}; \quad (38)$$

$$L_{\text{с.в.мін.}} = \frac{(Z_{\text{с.з.}} - Z_{\text{с.мін.}})}{Z_{\text{п.к.л.}}}, \text{ км}. \quad (39)$$

Знаходимо довжину МЗ для ділянки об'єкта в максимальному та мініальному режимах роботи системи за формулами (40) та (41), відповідно:

$$L_{\text{м.з.макс.}} = L_{0.3} - L_{\text{с.в.макс.}} = L_{0.3} \cdot Z_{\text{м.з.макс.}\%}, \text{ км}; \quad (40)$$

$$L_{\text{м.з.мін.}} = L_{0.3} - L_{\text{с.в.мін.}} = L_{0.3} \cdot Z_{\text{м.з.мін.}\%}, \text{ км}. \quad (41)$$

Результати, отримані в процесі розрахунків за формулами (1–41), були систематизовані та зведені в узагальнену табл. 1. За цими даними був побудований рис. 2, який ілюструє характер змін досліджуваних параметрів та дозволяє провести їх візуальний аналіз.

Висновки. У межах даного дослідження проведено аналіз мережі 10 кВ, яка включає систему живлення, реактор, КПЛ, а також РЗ на стороні системи. Основну увагу було приділено аналізу рівнів струмів КЗ з урахуванням роботи АПВ в повітряній лінії, а також оцінці впливу максимального та мінімального режимів роботи системи на ефективність РЗ, зокрема – на розміри МЗ.

З аналізу отриманих розрахунків (табл. 1) було підтверджено, що розміри МЗ СВ безпосередньо залежать від режиму роботи системи. У максимальному режимі МЗ становить 1,42 км (35 % від загальної довжини об'єкта захисту 4,05 км), тоді як у мініальному – збільшується до 2,78 км, що становить 68,6 % від загальної довжини об'єкта захисту (рис. 2). Така динаміка обумовлена зменшенням струмів КЗ у мінімальних режимах роботи системи, що призводить до неспрацювання захисту при фіксованих уставках. Це свідчить про обмежену ефективність СВ, в нашому випадку ефективність зменшилася в 2,06 рази (табл. 1).

Таблиця 1 – Результати розрахунків МЗ та об'єкта захисту при максимальному $X_{\text{с.макс.}} = 0,3 \text{ Ом}$ та мініальному $X_{\text{с.мін.}} = 0,6 \text{ Ом}$ режимі роботи системи

Результати розрахунків живильної мережі опори трансформаторів та КЛ і ПЛ (формули 1–7)			
$R_{T1} = R_{T2},$ Ом	$Z_{T1} = Z_{T2},$ Ом	$X_{T1} = X_{T2},$ Ом	$R_{\text{к.л.}},$ Ом
0,644	3,437	3,376	0,412
$X_{\text{к.л.}},$ Ом	$Z_{\text{к.л.}},$ Ом	$R_{\text{п.л.}},$ Ом	$X_{\text{п.л.}},$ Ом
0,158	0,441	0,409	0,716
Результати розрахунків для максимального режиму роботи: опори, струми КЗ, струми спрацювання захисту (I, II, III ступені), коефіцієнти чутливості для I, II та III ступеня (формули 8–22, 26, 27)			
$X_{K1,\text{макс.}},$ Ом	$R_{K2,\text{макс.}},$ Ом	$X_{K2,\text{макс.}},$ Ом	$R_{K3,\text{макс.}},$ Ом
0,3	0,045	0,75	0,5
$X_{K3,\text{макс.}},$ Ом	$R_{K4,\text{макс.}},$ Ом	$X_{K4,\text{макс.}},$ Ом	$R_{K5,\text{макс.}},$ Ом
0,908	0,9	1,624	1,1
$X_{K5,\text{макс.}},$ Ом	$Z_{K1,\text{макс.}},$ Ом	$Z_{K2,\text{макс.}},$ Ом	$Z_{K3,\text{макс.}},$ Ом
4,3	0,3	0,751	1,016
$Z_{K4,\text{макс.}},$ Ом	$Z_{K5,\text{макс.}},$ Ом	$I_{K1,\text{макс.}},$ кА	$I_{K2,\text{макс.}},$ кА
1,84	4,423	20,2	8,06
$I_{K3,\text{макс.}},$ кА	$I_{K4,\text{макс.}},$ кА	$I_{K5,\text{макс.}},$ кА	$I_{\text{с.з.макс.}}^I,$ кА
5,96	3,29	1,37	6,56
$K_{\text{ч.макс.}}^I$	$I_{\text{с.з.Т.макс.}}^I,$ кА	$I_{\text{с.з.макс.}}^{II},$ кА	$K_{\text{ч.макс.}}^{II}$
$2,66 \geq 2$	2,05	2,48	$2,07 \geq 2$
$I_{\text{с.з.макс.}}^{III},$ кА	$I_{\text{с.з.АПВмакс.}}^{III},$ кА	$K_{\text{ч.макс.}}^{III}$	
1,76	1,69	$1,61 \geq 1,5$	
Результати розрахунків струмів навантаження ПС-Б та ПС-В та струму на двох ПС (формули 23–25)			
$I_{\text{ПС-Б}},$ А	$I_{\text{ПС-В}},$ А	$I_{\Sigma},$ А	
175,95	728,73	904,68	
Результати розрахунків для мінімального режиму роботи: опори, струми КЗ, струми спрацювання захисту (I, II, III ступені), коефіцієнти чутливості для I, II та III ступеня (формули 8–22, 26, 27) з урахуванням мінімального режиму роботи			
$X_{K1,\text{мін.}},$ Ом	$R_{K2,\text{мін.}},$ Ом	$X_{K2,\text{мін.}},$ Ом	$R_{K3,\text{мін.}},$ Ом
0,6	0,045	1,05	0,5
$X_{K3,\text{мін.}},$ Ом	$R_{K4,\text{мін.}},$ Ом	$X_{K4,\text{мін.}},$ Ом	$R_{K5,\text{мін.}},$ Ом
1,208	0,9	1,924	1,1
$X_{K5,\text{мін.}},$ Ом	$Z_{K1,\text{мін.}},$ Ом	$Z_{K2,\text{мін.}},$ Ом	$Z_{K3,\text{мін.}},$ Ом
4,6	0,6	1,05	1,29
$Z_{K4,\text{мін.}},$ Ом	$Z_{K5,\text{мін.}},$ Ом	$I_{K1,\text{мін.}},$ кА	$I_{K2,\text{мін.}},$ кА
2,1	4,71	10,1	5,76
$I_{K3,\text{мін.}},$ кА	$I_{K4,\text{мін.}},$ кА	$I_{K5,\text{мін.}},$ кА	$I_{\text{с.з.мін.}}^I,$ кА
4,69	2,87	1,28	5,16
$K_{\text{ч.мін.}}^I$	$I_{\text{с.з.Т.мін.}}^I,$ кА	$I_{\text{с.з.мін.}}^{II},$ кА	$K_{\text{ч.мін.}}^{II}$
$1,69 < 2$	1,92	2,33	$1,74 < 2$
$I_{\text{с.з.мін.}}^{III},$ кА	$I_{\text{с.з.АПВмін.}}^{III},$ кА	$K_{\text{ч.мін.}}^{III}$	
1,76	1,69	$1,41 < 1,5$	
Результати розрахунків розміру МЗ СВ для максимального та мінімального режиму роботи мережі (формули 28–41)			
$Z_{\text{с.з.}},$ Ом	$Z_{0.3},$ Ом	$Z_{\text{сум.макс.}},$ Ом	$Z_{\text{сум.мін.}},$ Ом
0,881	0,893	1,193	1,493
$Z_{\text{м.з.макс.}},$ %	$Z_{\text{м.з.мін.}},$ %	$L_{0.3},$ км	$L_{\text{с.в.макс.}},$ км
35	68,6	4,05	2,63
$L_{\text{с.в.мін.}},$ км	$L_{\text{м.з.макс.}},$ км	$L_{\text{м.з.мін.}},$ км	
1,27	1,42	2,78	
Захисна здатність СВ зменшилась в 2,06 раза			

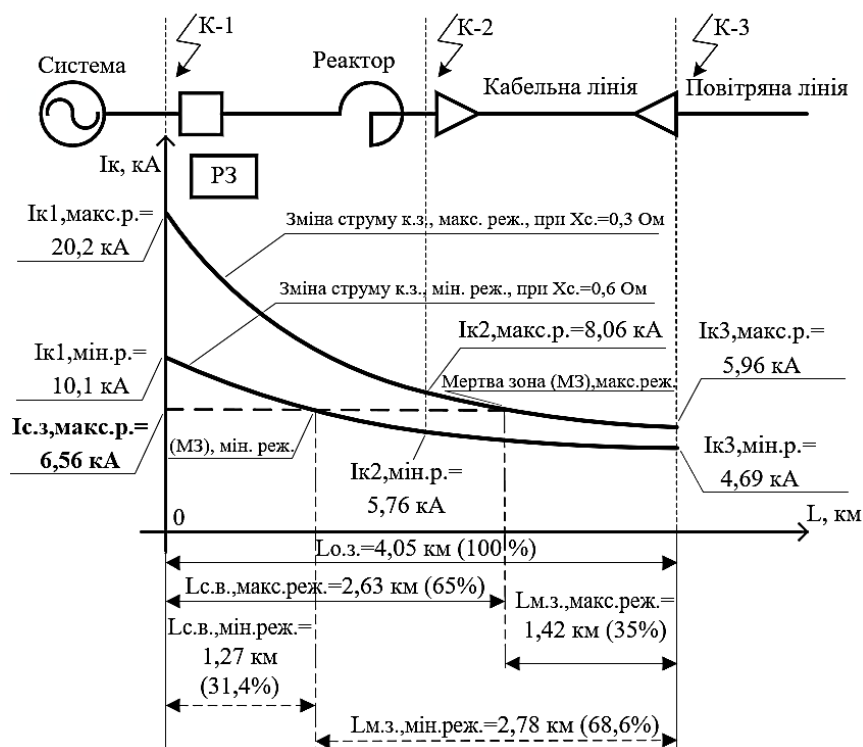


Рисунок 2 – Залежність струму КЗ від максимального $X_{с,макс.} = 0,3$ Ом та мінімального $X_{с,мін.} = 0,6$ Ом режиму роботи системи

Це, в свою чергу, відобразилося на чутливості захисту в мінімальному режимі роботи системи – жоден із трьох ступенів захисту не відповідає умові по чутливості $K_{ч,мін.}^I = 1,69 < 2$; $K_{ч,мін.}^{II} = 1,74 < 2$; $K_{ч,мін.}^{III} = 1,41 < 1,5$ (табл. 1) і навпаки в максимальному режимі роботи чутливість була в нормі. В умовах змінного навантаження зменшення ефективності (чутливості) відсічки не гарантує надійного виявлення аварій на всій протяжності лінії.

Натомість такого недоліку позбавлений дистанційний захист, який визначає аварію не лише за величиною струму, а й за відстанню до місця пошкодження. Це дозволяє забезпечити надійне виявлення КЗ незалежно від режиму роботи системи.

Список літератури

1. Аналіз стану та проблеми розвитку електроенергетики в Україні / О. В. Дяченко та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Гідравлічні машини та гідроагрегати. 2024. № 1. С. 83–87. DOI: <https://doi.org/10.20998/2411-3441.2024.1.12>.
2. Релейний захист і автоматика: навчальний посібник у 2-х частинах / С. В. Панченко та ін. Харків: УкрДУЗТ, 2020. Ч. 1. 250 с.
3. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем. Львів: Національний університет "Львівська політехніка", 2013. 533 с.
4. ДСТУ EN 60255-1:2022. Вимірювальні реле та захисне обладнання. Частина 1. Загальні вимоги. Чинний від 2023-12-31. Вид. офіц.
5. Грищенко А. І., Кравченко В. В. Релейний захист і автоматизація електроенергетичних систем: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. 208 с.

6. Козарський Д. П., Майструк Е. В., Козарський І. П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навч. посіб. Чернівці: Чернів. нац. ун-т, 2019. 133 с.
7. Horowitz S. H., Niemira J. K., Phadke A. G. Power System Relaying. 4th ed. Wiley & Sons, Incorporated, John, 2013. 400 p.
8. Northcote-Green J., Wilson R. G. Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems (Power Engineering). CRC, 2006. 464 p.
9. Rebizant W., Szafran J., Wiszniewski A. Digital Signal Processing in Power System Protection and Control. London: Springer London, 2011. 316 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-802-7>.
10. Ustun T. S., Ozansoy C., Zayegh A. Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2012. Vol. 27, no. 3. P. 1560–1567. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2012.2185072>.
11. Andersson G. Modelling and Analysis of Electric Power Systems: Lecture. Zürich: ITET ETH, 2008. 172 p. URL: <https://www.yumpu.com/en/document/view/4227429/modelling-and-analysis-of-electric-power-systems-eeh-eth-zurich>
12. High voltage engineering testing / ed. by H. M. Ryan. Institution of Engineering and Technology, 2013. 960 p. DOI: <https://doi.org/10.1049/pbpo066e>.
13. Power System Dynamics: Stability and Control / J. Machowski et al. Wiley & Sons, Incorporated, John, 2020. 896 p.
14. Lackovic V. Overcurrent protection fundamentals. Woodcliff Lake, NJ, USA: Continuing Education and Development, Inc. 52 p. URL: <https://www.cedengineering.com/userfiles/Overcurrent%20Protection%20Fundamentals-R1.pdf>.
15. CIGRE WG B5.10. Protection, control and monitoring of series compensated networks. CIGRE, 2010. 150 p.

References

1. O. Diachenko, D. Gapon, I. Karpaliuk, and T. Donetska, "Analysis of the state and problems of electricity development in Ukraine", *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Hydraulic machines and hydraulic units*, no. 1, pp. 83–87, Nov. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2411-3441.2024.1.12> (in Ukrainian)

2. S. V. Panchenko, V. S. Blyndiuk, V. M. Bazhenov, M. M. Odiehov, and Yu. O. Semenenko, *Releinyi zakhyst i avtomatyka [Relay protection and automation]*, Part 1. Kharkiv: UkrDUZT, 2020. (in Ukrainian)
3. V. P. Kidyba, *Releinyi zakhyst elektroenergetychnykh system [Relay protection of electric power systems]*. Lviv: Nats. un-t "Lviv. politehnika", 2013. (in Ukrainian)
4. *Vymiruvalni rele ta zakhysne obladnannia. Chastyna 1. Zahalni vymohy [Measuring relays and protection equipment - Part 1: Common requirements]*, DSTU EN 60255-1:2022, DP «Ukrainskyi naukovo-doslidnyi i navchalnyi tsentr problem standartyzatsii, sertyfikatsii ta yakosti» (DP «UkrNDNTs»).
5. A. I. Hryshchenko and V. V. Kravchenko, *Releinyi zakhyst i avtomatyzatsiia elektroenergetychnykh system [Relay protection and automation of electric power systems]*. Kharkiv: O.M. Beketov Kharkiv Nat. Univ. Urban Economy, 2021. (in Ukrainian)
6. D. P. Koziarskyi, E. V. Maistruk, and I. P. Koziarskyi, *Osnovy releinoho zakhystu ta avtomatyzatsii enerhosystem [Basics of relay protection and automation of power systems]*. Chernivtsi: Chernivtsi Nat. Univ., 2019. (in Ukrainian)
7. S. H. Horowitz, J. K. Niemira, and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, 4th ed. Wiley & Sons, Inc., John, 2013.
8. J. Northcote-Green and R. G. Wilson, *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems (Power Engineering)*. CRC, 2006.
9. W. Rebizant, J. Szafran, and A. Wiszniewski, *Digital Signal Processing in Power System Protection and Control*. London: Springer Lond., 2011, doi: <https://doi.org/10.1007/978-0-85729-802-7>
10. T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, "Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to IEC 61850-7-420", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1560–1567, Aug. 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2012.2185072>
11. G. Andersson, *Modelling and Analysis of Electric Power Systems*. Zürich: ITET ETH, 2008. [Online]. Available: <https://www.yumpu.com/en/document/view/4227429/modelling-and-analysis-of-electric-power-systems-eeh-eth-zurich>
12. H. M. Ryan, Ed., *High Voltage Engineering Testing*. Institution Eng. Technol., 2013, doi: <https://doi.org/10.1049/pbpo066e>
13. J. Machowski, Z. Lubosny, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*. Wiley & Sons, Inc., John, 2020.
14. V. Lackovic, *Overcurrent Protection Fundamentals*. Woodcliff Lake, NJ, USA: Continuing Educ. Develop., Inc. [Online]. Available: <https://www.cedengineering.com/userfiles/Overcurrent%20Protection%20Fundamentals-R1.pdf>
15. CIGRE WG B5.10, "Protection, control and monitoring of series compensated networks", CIGRE, Technical Brochures 411, Apr. 2010.

Надійшло (received) 02.06.2025

UDC 621.31

DIACHENKO OLEKSANDR ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7232-6585>; e-mail: diachenko.a.v@ukr.net.

GAPON DMYTRO – Doctor of Technical Sciences, Docent, Head of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8609-9707>; e-mail: dmytro.hapon@kpi.edu.ua.

BAZHENOV VOLODYMYR – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-5450-8382>; e-mail: fider141@gmail.com.

RUDEVICH NATALIYA – Doctor of Pedagogic Sciences, Full Professor, Professor of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2858-9836>; e-mail: n.rudevich@ukr.net.

SHVETS SERHII – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Automation and Cybersecurity of Power Systems, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-141X>; e-mail: se55sh32@gmail.com.

RESEARCH ON THE IMPACT OF OPERATING MODES OF THE FEEDING NETWORK ON THE SIZE OF THE DEAD ZONE IN CURRENT PROTECTION

The article provides a detailed analysis of relay protection aspects in modern power systems, with a particular focus on the use of overcurrent protection as one of the primary methods for ensuring the safety and reliability of transmission lines. Relay protection is a key component for the timely detection of faults, accurate localization of damaged sections, and rapid disconnection to prevent the spread of disturbances. In particular, overcurrent protection ensures the prompt disconnection of a network element when the current reaches a predefined threshold, which is especially effective during severe short circuits occurring close to the power source. However, one of the major drawbacks of this method is its dependence on the configuration and operating mode of the supply network, which may lead to increased dead zones, reduced selectivity, and diminished protection sensitivity. The article also examines the application of overcurrent protection in combination with automatic reclosing, which not only enables effective fault localization but also minimizes transmission line downtime. Automatic reclosing plays a crucial role in the fast restoration of power supply during temporary faults, which are common in overhead lines where short-term disturbances frequently occur. Additionally, the article analyzes the impact of different operating conditions of the power supply network on the effectiveness of overcurrent protection, particularly concerning the extent of dead zones. Calculations have shown that under minimum load conditions, the dead zone can double in size, significantly reducing protection effectiveness. The article emphasizes the necessity of using adaptive methods, such as distance protection, to improve protection reliability under these conditions. The research findings presented in the article are essential for improving existing relay protection methods, enhancing fault localization efficiency, and minimizing line outage time, which is crucial for maintaining the stable operation of power systems even under challenging operating conditions. Improving protection sensitivity and selectivity under varying network conditions significantly enhances power system stability, representing a key step toward increased reliability and safety of modern energy networks.

Keywords: relay protection; protected object; current-based disconnection; dead zone; sensitivity; selectivity; efficiency; reliability.