

ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ ХВИЛЬОВОГО МЕТОДУ ДВОСТОРОННЬОГО ВИМІРУ ПАРАМЕТРІВ АВАРІЙНОГО РЕЖИМУ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПОШКОДЖЕННЯ

Юрій Гончаренко

кандидат технічних наук, доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

Поліський національний університет, бульв. Старий, 7, Житомир, Україна, 10002, altair091255@gmail.com

ORCID: 0000-0002-2631-2956

Олена Сукманюк

кандидат історичних наук, доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

Поліський національний університет, бульв. Старий, 7, Житомир, Україна, 10002, sukmanyukolena@gmail.com

ORCID: 0000-0003-2485-488X

Іван Полещук

старший викладач кафедри електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Поліський національний університет, бульв. Старий, 7, Житомир, Україна, 10002, ivan_pol@ukr.net

Володимир Прядко

старший викладач кафедри електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Поліський національний університет, бульв. Старий, 7, Житомир, Україна, 10002, vapryadko@gmail.com

ORCID: 0000-0001-8284-1062

Олександр Шевчик

викладач

Житомирський технологічний фаховий коледж Київського національного університету будівництва та архітектури, вул. Небесної Сотні, 37, Житомир, Україна, 10029, aleksandershevchyk.7s@gmail.com

Основною метою статті є використання методу пошуку місця пошкодження за параметрами аварійного режиму в розгалужених повітряних лініях електропередач. Сьогодні існує багато способів та методів для визначення місць пошкодження ліній електропередачі, таких як імпульсні та хвильові, кожен має свої переваги та недоліки, які базуються на односторонніх вимірах параметрів аварійного режиму в лініях електропередач.

У статті викладено пропозиції щодо використання хвильового методу з визначення місця пошкодження у лініях електропередачі в аварійних режимах під час використання двостороннього виміру параметрів аварійного режиму в розгалужених лініях електропередач. Визначено, що двосторонні методи пошуку місця пошкодження мають прийнятну точність, але вимагають синхронізації та передачі даних за параметрами режиму лінії з двох кінців лінії; надійність та точність даних методів залежать від якості роботи самих засобів вимірювання та синхронізації, установлених по кінцях лінії. Запропонований підхід проведення синхронізованих вимірювань стає можливим завдяки пристроям Phasor Measurement Unit (PMU). Пристрої PMU здатні вимірювати струми, напруги та обчислювати кут фазового зсуву, передаючи отримані дані на верхній рівень. Таким чином, може бути реалізована система розрахунку фазового кута як реального часу. Тому за наявності доступу до системи GPS (global positioning system) цифрові вимірювання з терміналів, установлених на різних кінцях лінії, можуть виконуватися синхронно. Таким чином, використання векторних вимірів із різних місць, синхронізованих за GPS, дає великий потенціал надійності, спрямований на підвищення надійності функціонування систем електропостачання.

Для практичної реалізації розроблено модель у програмному забезпеченні Multisim та алгоритм використання хвильового методу двостороннього виміру параметрів аварійного режиму у розгалужених ЛЕП для визначення місця пошкодження.

Ключові слова: лінія електропередачі, аварійний режим, вимір параметрів, хвильовий метод.

Актуальність роботи. Міжфазні короткі замикання у розподільчих електричних мережах є поширеним видом uszkodження. Вони зустрічаються у понад 40% випадків і можуть бути викликані uszkodженням обладнання трансформаторних підстанцій, кінцевих кабельних обробок, руйнуванням ізоляторів, перекриттями ізоляції під час грози, падінням дерев на дроти повітряної лінії електропередачі та ін.

Міжфазні короткі замикання вимагають миттєвого відключення лінії, оскільки можуть спричинити незворотні пошкодження обладнання. Відключення лінії може викликати погашення споживачів по одній або по двох лініях без використання АВР або знизити надійність їх електропостачання (для живлення з двох і більше сторін, за умови установки АВР). Перерва у роботі електроспоживачів 2-ї категорії призводить до масового недовипуску продукції, простоїв робітників, механізмів, що веде до економічної шкоди [1; 2].

Перерву в електропостачанні електроспоживачів 3-ї категорії має бути ліквідовано за 24 години, що ставить рамки часу його усунення. Час відновлення повітряної лінії (ПЛ) складається з часу визначення зони та місця пошко-

дження, часу руху ремонтної бригади до зони uszkodження та проведення власне ремонтно-відновлювальних робіт.

Матеріал і результати досліджень. Як показує досвід, більшість часу на відновлення ПЛ (до 2/3) витрачається на пошук місця пошкодження (ПМП). Тому один із можливих шляхів зменшення часу відновлення роботи мережі – зниження часу ПМП. Найбільша швидкість і у методів, які можна автоматизувати, оскільки персонал у цьому разі не витрачає час на заходи з пошуку місця uszkodження.

Проблема визначення місць коротких замикань (КЗ), пов'язаних із поривом дротів, у тому числі на лініях із підвищеною пропускнуою здатністю та зменшеними втратами електроенергії, визначається статистикою таких аварій [1; 3; 4]. Кількість аварій, пов'язаних із технологічними порушеннями у роботі повітряних ліній 330 та 500 кВ, причинами яких є повітряні лінії на кожні 100 км дротів, наведено в табл. 1. Основні причини технологічних порушень у роботі ПЛ 500 кВ наведено в табл. 2.

Розроблено багато способів та методів визначення місць пошкодження ліній електропередач,

Таблиця 1

Технологічні порушення у роботі ПЛ 330 (1) та 500 (2) кВ

Елемент ПЛ/ Element of the overhead power line	Кількість щорічно / Quantity, annually		Відсоток технологічних порушень / Percentage of technological disturbances			
			Від загальної кількості / of the total		пов'язаних із пошкодженням елемента / associated with element damage	
	1	2	1	2	1	2
Дріт / Wire	1–4	2–7	3,6	7,6	10,7	15,8

Таблиця 2

Основні причини технологічних порушень у роботі ПЛ 500 кВ

Причини / Causes	Відсоток від загальної кількості порушень / Percentage of total number of disturbances
Навантаження від впливу ожеледиці, снігу, вітрові навантаження, атмосферні перенапруги, інші кліматичні впливи / Loads due to ice, snow, wind loads, atmospheric overvoltage's, other climatic effects	30
Перекриття на дерево-чагарникову рослинність, падіння дерев, сучків на дроти / Flashover on tree and shrubbery vegetation, fall of trees and branches on wires	5
Пожежі на трасі та поблизу ПЛ / Fires online route and in proximity to the overhead power line	12
Сторонні дії, вандалізм / Outside influences, vandalism	25
Недоліки експлуатації, дефекти ремонту / Operation drawbacks, repair defects	20
Знос, зміна матеріалів протягом експлуатації, інші причини / Wear, change of materials during operation, other reasons	8

зокрема імпульсні та хвильові [2–6], викладених як у вітчизняній літературі, так і в зарубіжній. Кожний із них має свої переваги та недоліки під час їх використання для ПМП. Але один із поширених недоліків – це використання їх тільки в нерозгалужених лініях електропередач. Тому **метою дослідження** є використання методу ПМП за параметрами аварійного режиму (далі – ПАР) у розгалужених лініях електропередач (далі – ЛЕП).

Розглянемо хвильовий метод двосторонніх вимірів, заснований на вимірі часу між моментами досягнення кінців лінії фронтами електромагнітних хвиль, що виникають у місці ушкодження, для нерозгалужених ЛЕП.

На рис. 1а показано один провід лінії електропередачі довжиною L , який у момент пошкодження $t=0$ заряджений до напруги U і тієї чи іншої полярності. Виникнення пробую ізоляції цього дроту на землю у деякій точці, віддаленій від кінця лінії на відстань l , напруга цієї точки призводить до нуля. Унаслідок цього в місці пошкодження виникають електромагнітні хвилі, що розповсюджуються в обидві сторони напругою $[-U]$, що прагнуть зі швидкістю V поширити нульовий потенціал по всій лінії (рис. 3, 3б).

Після закінчення часу $t_1 = (L-l)/V$ фронт однієї з хвиль досягає ближнього (лівого на рис. 1в) кінця лінії, через інтервал $t_2 = l/V$ фронт другої хвилі досягне далекого кінця. Тимчасові співвідношення показано на рис. 1г. Інтервал часу

$$\Delta t = t_2 - t_1 = \frac{2l}{V} - \frac{L}{V}.$$

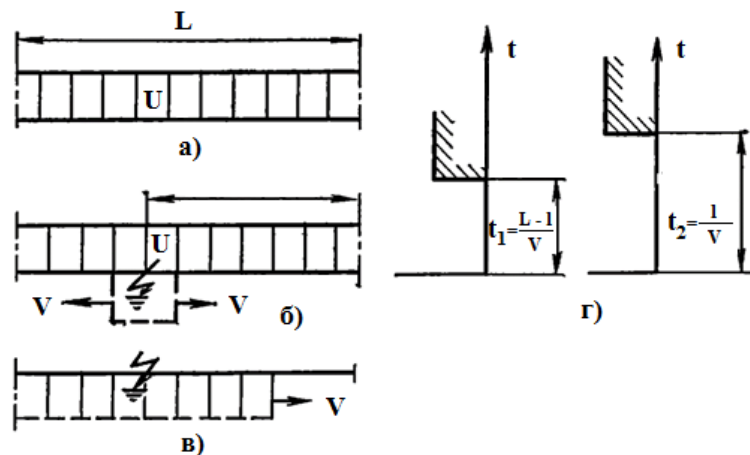


Рис. 1. Діаграма поширення хвиль та часові співвідношення за хвильового методу ЗМЗ: а – напруга на лінії перед пошкодженням; б – поширення хвиль безпосередньо після пробую; в – розташування фронтів хвиль у момент досягнення одним із них кінця лінії; г – тимчасові співвідношення

Якщо пошкодження відбулося всередині лінії ($l=L/2$), то фронти хвиль досягають обох кінців одночасно: $t_2 - t_1$ і $\Delta t=0$. При $l > \frac{L}{2}$, $t_2 > t_1$, та $\Delta t > 0$ (позитивна величина). При $l < \frac{L}{2}$, $t_2 < t_1$ і можливо виміряти величину

$$-\Delta t = t_1 - t_2 > 0.$$

Ураховуючи, що довжина лінії L відома, можна з попереднього рівняння визначити відстань до місця ушкодження:

$$l = \frac{L}{2} + \frac{\Delta t}{2} V. \quad (1)$$

Двосторонні методи ПМП із ПАР мають прийнятну точність, але вимагають синхронізації та передачі даних за параметрами режиму лінії з двох кінців лінії; надійність та точність ПМП із ПАР залежать від якості роботи самих засобів вимірювання та синхронізації, установлених по кінцях лінії [7–9]. Сьогодні проведення синхронізованих вимірювань стає можливим завдяки пристроям PMU (Phasor Measurement Unit). Дані пристрої показали високу ступінь застосування у реалізації моніторингу та управління електроенергетичними системами. Пристрої PMU здатні вимірювати струми, напруги та обчислювати кут фазового зсуву, передаючи отримані дані на верхній рівень. Таким чином, може бути реалізована система розрахунку фазового кута як реального часу. За наявності доступу до системи GPS (global positioning system) цифрові вимірювання з терміналів,

установлених на різних кінцях лінії, можуть виконуватися синхронно.

Оскільки моменти часу для вимірювань на всіх пристрої повинні бути синхронізовані, виконується зв'язок із системою GPS. Використання векторних вимірів із різних місць, синхронізованих за GPS, дає великий потенціал надмірності, спрямований на підвищення надійності функціонування систем електропостачання.

Сучасна реалізація двостороннього ПМП із ПАР показана на рис. 2.

Визначення місця пошкодження ЛЕП по ПАР у розгалуженій лінії з одним відводом від основної лінії (рис. 3).

Завдання двостороннього ПМП по ПАР значно ускладнюється за наявності розгалужень на лінії, оскільки в точках їх приєднання не встановлені вимірювальні прилади. Окрім того, необхідно однозначно визначити, на якому з розгалужень чи між якими розгалуженнями перебуває ушкодження. Тому ПМП із ПАР на лініях із розгалуженнями виконується у два етапи:

- 1) локалізується місце ушкодження (вирішується завдання фіксації пошкодженої ділянки ПЛ);
- 2) розраховуються відстані до місця ушкодження.

На рис. 3 показано розгалужену ЛЕП, де А, В, D – кінцівки кожної ділянки АО, ВО, ДО, у яких встановлено прилади визначення часу (ПРИЛАД) t_A, t_B, t_D – фіксація приходу фронту елек-

тромагнітні хвилі від місця ушкодження. Визначимо умовно нерозгалужені лінії 1-АОВ, 2-ВОД, 3-АОД. До аналізу пошуку місця пошкодження визначається різниця часу приходу фронту електромагнітної хвилі між значеннями приладів А-В, В-Д, А-Д у випадку КЗ на місці розгалуження (точка О):

$$\Delta t_{ABO} = t_{Ao} - t_{Bo} ; \quad (2)$$

$$\Delta t_{BDO} = t_{Bo} - t_{Do} ; \quad (3)$$

$$\Delta t_{ADO} = t_{Ao} - t_{Do} . \quad (4)$$

Ці значення (апріорна інформація) вираховуються або знаходяться, якщо відомі відстань від кінця ділянки до місця розгалуження та швидкість поширення електромагнітної хвилі у ЛЕП або в ході проведення експериментів.

Припустимо, що КЗ сталося на ділянці ДО, як показано на рис. 4. Електромагнітний фронт (ЕФ), якій сформувався на місці КЗ, почав розширюватися вздовж ЛЕП так, як показано на рис. 4 штрих-лініями. Коли електромагнітна хвиля дійшла до кінця D, ПРИЛАД зафіксував час приходу t_D ЕФ до кінця D. Із другої сторони КЗ ЕФ підходить до розгалуження O, де ділиться та два фронти та поступає до ПРИЛАДів на кінцях ділянок АО, ВО. Різниця часу між приладами буде відповідати значенню апріорної інформації (2).

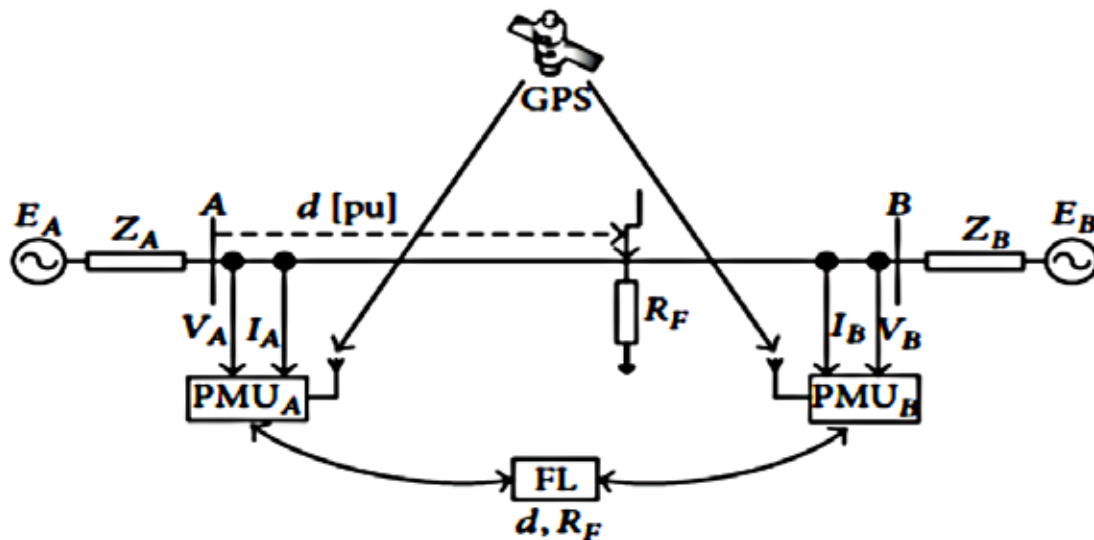


Рис. 2. Принцип дії двостороннього ПМП із ПАР із використанням сучасних технологій: E_A, E_B – ЕРС систем А та В; Z_A, Z_B – опір систем А та В; PMU_A, PMU_B – пристрої PMU, установлені по кінцях лінії; V_A, I_A, V_B, I_B – векторні вимірювання струму та напруги, отримані з двох кінців лінії; R_F , – перехідний опір у місці замикання; d – відстань до місця замикання

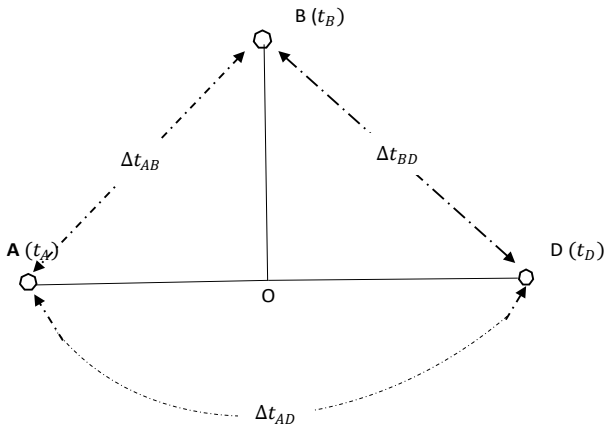


Рис. 3. Розгалужена ЛЕП з одним відводом від основної лінії

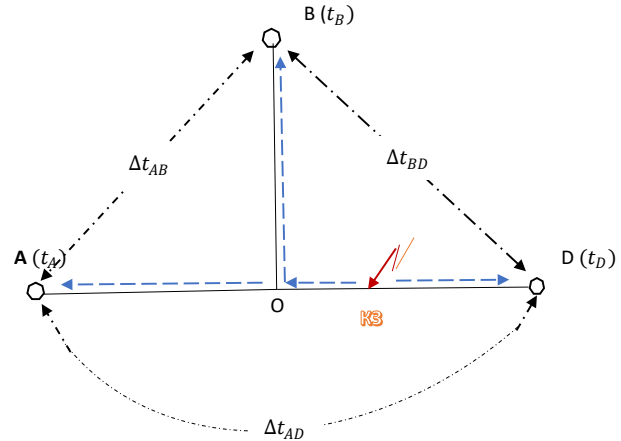


Рис. 4. Розгалужена ЛЕП з одним відводом від основної лінії при КЗ на ділянці DO

Оскільки різниця часу між приладами А і В відповідає значенню апріорної інформації $\Delta t_{AB0} = t_{A0} - t_{B0}$, доходимо висновку, що КЗ виявилось на ділянці DO. Тоді за формулою (1) знаходимо відстань до ушкодження на умовно нерозгалуженій лінії BOD, де L – довжина двох ділянок BO та DO; Δt – різниця часу фіксації приходу фронту електромагнітної хвилі від місця ушкодження ПРИДЛАДами на кінцівках В та D:

$$\Delta t = \Delta t_{BD} = t_B - t_D.$$

Висновки. Розроблено алгоритм використання хвильового методу двостороннього виміру параметрів аварійного режиму у розгалужених ЛЕП для визначення місця пошкодження:

1. Розгалужена ЛЕП розбивається на умовно нерозгалужені лінії так, щоб були задіяні всі кінцівки кожної ділянки, у яких установлені прилади визначення часу фіксації приходу фронту електромагнітної хвилі від місця ушкодження.
2. Локалізується місце ушкодження (вирішується завдання фіксації пошкодженої ділянки ПЛ).
3. Вибирається умовно нерозгалужена лінія, на якій знаходиться місце пошкодження.
4. Знаходиться довжина умовно нерозгалуженої лінії, яка може складатися з декілька ділянок.
5. Ураховуючи, що довжина умовно нерозгалуженої лінії L відома, визначаємо відстань до місця ушкодження хвильовим методом двосторонніх вимірів від кінців ЛЕП.

ЛІТЕРАТУРА

1. Goudarzi M., Vahidi B., Naghizadeh R.A., Hosseini S.H. Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet

analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 67, pp. 423–430. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.014>.

2. Suslov K.V., Solonina A.S., Smirnov A.S. A new way of receiving primary information on electric power system state. *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe conference*. (ISGT Europe), 2011.

3. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Improving the reliability of operation Microgrids. *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition ENERGYCON (Italy, 9–12 September 2012)*. Florence, 2012.

4. Gururajapathy S.S., Mokhlis H., Illias H.A. Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 74. Pp. 949–958. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.021>.

5. Saha M.M., Izykowski J., Rosolowski E. Accurate location of faults in series compensated lines with use of two-end unsynchronized measurements. In: *Proc of the 9th Int Conf on Developments in Power System Protection DPSP, IEEE CP536*. 2008. Pp. 338–343. DOI: <https://doi.org/10.1049/cp:20080060>.

6. Rosolowski E., Izykowski J., Saha M.M. et al. Accurate transmission line fault location using two-terminal data without time synchronization. *Prz Elektrotech* (6). 2009. Pp. 170–174.

7. Clarke E. *Circuit Analysis of A-C Power Systems*. New York: Wiley, 1943. Vol. I. Symmetrical and Related Components. 564 p. 13.

8. Chen K., Huang C., He J. Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: a review on the methods. *High Voltage*, 2016, Vol. 1, Issue. 1, pp. 25–33. DOI: <https://doi.org/10.1049/hve.2016.0005>

9. Teng J.-H., Huang W.-H., Luan S.-W. Automatic and Fast Faulted Line-Section Location Method for Distribution Systems Based on Fault Indicators. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014, Vol. 29, Issue. 4. Pp. 1653–1662. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2294338>.

PROPOSALS ON THE WAVE METHOD USE OF TWO-SIDED MEASUREMENT OF POWER LINES EMERGENCY MODE PARAMETERS TO DETERMINE THE DAMAGE LOCATION

Yurii Honcharenko

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor at the Department of Electrification, Automation of Production and Engineering Ecology
Polissia National University, 7 Stariy blvd, Zhytomyr, Ukraine, 10002, altair091255@gmail.com
ORCID: 0000-0002-2631-2956

Olena Sukmaniuk

Candidate of Historical Sciences, Associate Professor at the Department of Electrification, Automation of Production and Engineering Ecology
Polissia National University, 7 Stariy blvd, Zhytomyr, Ukraine, 10002, sukmanyukolena@gmail.com
ORCID: 0000-0003-2485-488X

Ivan Poleshchuk

Senior Lecturer at the Department of Electrification, Automation of Production and Engineering Ecology
Polissia National University, 7 Stariy blvd, Zhytomyr, Ukraine, 10002, ivan_pol@ukr.net

Volodymyr Pryadko

Senior Lecturer at the Department of Electrification, Automation of Production and Engineering Ecology
Polissia National University, 7 Stariy blvd, Zhytomyr, Ukraine, 10002, vapryadko@gmail.com
ORCID: 0000-0001-8284-1062

Oleksandr Shevchyk

Lecturer

Zhytomyr Technical College of the Kyiv National University of Construction and Architecture, 37 Nebesnoi Sotni str., Zhytomyr, Ukraine, 10029, aleksandershevchyk.7s@gmail.com

The main purpose of the article is to use the method of searching the place of damage according to emergency mode parameters in branched overhead power lines. Currently, there are many ways and methods for determining the locations of damage to power transmission lines, such as: impulse and wave, each has its own advantages and disadvantages, which are based on one-sided measurements of the parameters of the emergency mode in power transmission lines.

The article under consideration presents proposals for using the wave method to determine the location of power lines damage in emergency modes while two-way measurements of emergency mode parameters in branched power transmission lines (LEP) using. Two-way fault location methods have been found to have acceptable accuracy, but require synchronization and line mode data transmission from both ends of the line; the reliability and accuracy of these methods depend on the measurement and synchronization devices installed at the ends of the line quality. The proposed approach of performing synchronized measurements is made possible by Phasor Measurement Unit (PMU) devices. PMU devices are able to measure currents, voltages and calculate the phase shift angle, transmitting the received data to the upper level. In this way, the phase angle calculation system can be realized as a real time. Therefore, with access to the GPS (global positioning system), digital measurements from terminals installed at different ends of the line can be performed synchronously. Thus, the vector measurements from different locations use, synchronized by GPS, gives a great redundancy potential aimed at increasing the reliability of the power supply systems operation.

For practical implementation, a model in the Multisim software and an algorithm for using the wave method of two-way measurements of emergency mode parameters in branched power lines to determine the location of damage have been developed.

Key words: power line, emergency mode, measurement of parameters, wave method.

REFERENCES

1. Goudarzi M., Vahidi B., Naghizadeh R.A., Hosseini S.H. (2015). Improved fault location algorithm for radial distribution systems with discrete and continuous wavelet analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 67, pp. 423–430. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.014>.

2. Suslov K.V., Solonina A.S., Smirnov A.S. A new way of receiving primary information on electric power system state. *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe conference*. (ISGT Europe), 2011.

3. Suslov K.V., Solonina N.N., Smirnov A.S. Improving the reliability of operation Microgrids. *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition ENERGYCON* (Italy, 9–12 September 2012). Florence, 2012.

4. Gururajapathy S.S., Mokhlis H., Ilias H.A. (2017). Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 74. Pp. 949–958. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.021>.

5. Saha M.M., Izykowski J., Rosolowski E. Accurate location of faults in series compensated lines with use of two-end unsynchronized measurements. *In: Proc of the 9th Int Conf on Developments in Power System Protection*

DPSP, IEEE CP536. 2008. Pp. 338–343. DOI: <https://doi.org/10.1049/cp:20080060>.

6. Rosolowski E., Izykowski J., Saha M.M. et al. (2009) Accurate transmission line fault location using two-terminal data without time synchronization. *Prz Elektrotech* (6). pp. 170–174.

7. Clarke E. *Circuit Analysis of A-C Power Systems*. New York: Wiley, 1943. Vol. I. Symmetrical and Related Components. 564 p. 13.

8. Chen K, Huang C., He J. (2016) Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: a review on the methods. *High Voltage*. Vol. 1, Issue. 1, pp. 25 – 33. DOI: <https://doi.org/10.1049/hve.2016.0005>

9. Teng J.-H., Huang W.-H., Luan S.-W. (2014) Automatic and Fast Faulted Line-Section Location Method for Distribution Systems Based on Fault Indicators. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 29, Issue. 4. Pp. 1653–1662. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2294338>.

Стаття надійшла 17.08.2023