

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

СЛОБОДЯН РУСЛАН ОЛЕКСАНДРОВИЧ

УДК 621.316.1

ДИСЕРТАЦІЯ

**ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Галузь знань 14 – «Електрична інженерія»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
_____ Р. О. Слободян

Науковий керівник:

Бурбело Михайло Йосипович,
доктор технічних наук, професор

Вінниця – 2024

АНОТАЦІЯ

Слободян Р. О. Підвищення надійності та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2024.

У дисертаційній роботі поставлена й вирішена актуальна задача підвищення надійності та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу.

Наукова новизна отриманих результатів і положень, що виносяться на захист, полягає у вдосконаленні методів підвищення надійності та ефективності розподільних електричних мереж операторів систем розподілу. Пропонований підхід дозволяє вирішити проблему низької надійності розподільних мереж операторів систем розподілу України, одночасно покращуючи показники ефективності цих мереж за рахунок зниження втрат електроенергії.

В роботі отримано такі наукові результати:

1. Вперше запропоновано метод керування *Soft Open Point (SOP)*, в основу якого покладено використання відношення різниці комплексних значень напруг наприкінці фідерів та на їх початку до комплексного опору цих фідерів. Це дозволяє визначити близькі до оптимального значення реактивні та активні потужності *SOP* для мінімізації втрат електроенергії в електричній мережі в темпі реального часу.

2. Удосконалено матричний метод визначення показників надійності розподільних електричних мереж, в основу якого покладено використання матриці шляхів (струморозподілу). Метод дозволяє врахувати належність окремих ділянок ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх

диференційованого впливу на показники надійності, що дає змогу спростити розрахунок та частково автоматизувати визначення місць встановлення реклоузерів.

3. Дістав подальшого розвитку метод реконфігурації розподільних мереж за критерієм мінімуму втрат електроенергії та показниками надійності електропостачання споживачів з перевіркою обмежень щодо максимальних значень втрат напруги у вузлах навантажень і максимальних струмів навантаження ліній електропередачі, який оснований на аналізі чутливості зменшення втрат активної потужності або втрат електроенергії, що полягає у замиканні хорди і розмиканні вітки дерева і ґрунтується на виборі для розмикання найвіддаленішої вітки, що входить в контур, який розмикається, (хорда і вітка, яка розмикається, знаходяться на суміжних відгалуженнях). Початкова орієнтація у разі вибору віток для розмикання виконується на основі розрахунку замкнутої мережі. Вітки з відносно малими струмами визначаються як потенційно оптимальні для розмикання.

Практичне значення отриманих результатів роботи полягає: у розробці методу розрахунку надійності розгалужених розподільних мереж і вибору оптимальних місць розміщення реклоузерів та методів керування *Soft Open Point (SOP)* для покращення надійності та ефективності розподільних мереж операторів систем розподілу. Їх впровадження сприятиме покращенню надійності та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу, зокрема зменшенню тривалості перерв електропостачання споживачів та зменшенню втрат електричної енергії в розподільних мережах.

Проблема підвищення надійності електричних мереж операторів систем розподілу потребує термінового вирішення. Найбільший внесок в індекси *SAIDI* і *SAIFI* вносить складова надійності в розподільних мережах 6-20 кВ. Причина знаходиться у вкрай низькому рівні автоматизації таких електромереж. Очевидно, що ключем до вирішення проблеми є якнайшвидша їх автоматизація. Але на даний час в Україні відсутні ефективні алгоритми і технічні рішення у цьому напрямку, а копіювання закордонних методів не

дає належного ефекту через відмінності у принципах побудови розподільних мереж. Серед головних особливостей розподільних мереж, які негативно впливають на індекси *SAIDI* і *SAIFI*, є надто велика довжина фідерів, яка іноді перевищує 50 км, а також наявність величезної кількості лінійних роз'єднувачів, якими можна оперувати лише при відсутності навантаження, і які самі є однією з причин низької надійності мереж 6-20 кВ.

Ці та інші фактори призводять до того, що фактичний рівень *SAIDI* на багатьох ділянках розподільних мереж сягає 4000 хвилин на рік, а на деяких фідерах 6-10 кВ перевищує 10 000 хвилин (за даними Держенергонагляду).

Однією лише заміною лінійних роз'єднувачів на сучасні реклоузери, секціоналайзери та інші сучасні комутаційні пристрої досягти бажаних результатів неможливо. Необхідно розробити алгоритми, які б дозволяли визначати місця встановлення таких пристроїв із врахуванням основних параметрів мережі, і забезпечили при цьому досягнення бажаних параметрів *SAIDI*, *SAIFI* при мінімальних капіталовкладеннях. Такий підхід сприятиме якнайшвидшому практичному впровадженню операторами систем розподілу, оскільки дозволить швидко і з мінімальними витратами коштів досягати ключових показників ефективності, встановлених Регулятором (НКРЕКП) для операторів систем розподілу на регуляторні періоди згідно чинних в Україні механізмів *RAB*-регулювання.

На основі аналізу літературних джерел проаналізовано методи оцінювання надійності розподільних мереж. Недоліком методів є складність їх практичного застосування для розгалужених розподільних мереж.

Розрахунок надійності розгалужених ПЛ на даний час немає достатньо ефективного математичного забезпечення. Пропонується матричний метод аналізу надійності, в основу якого покладено використання матриці шляхів. Метод дозволяє врахувати приналежність окремих ділянок ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх диференційованого впливу на показники надійності.

Запропоновано алгоритм вибору місця розташування реклоузерів, який базується на матричному методі розрахунку. В деяких операторів системи розподілу наявні закодовані конфігурації своїх мереж, які вони використовують для розрахунку втрат електроенергії, даний алгоритм на основі цієї інформації дає змогу автоматизувати та значно пришвидшити процес розрахунку.

Проблема вибору оптимальної конфігурації – це одна із багатокритеріальних задач оптимізації, де рішення вибирається після оцінювання низки критеріїв (наприклад, втрат активної потужності (ΔP) або електроенергії (ΔW), індексів надійності (*SAIFI*, *SAIDI*, *ENS*), з урахуванням обмежень: не перевищення максимальних струмів навантажень окремих ліній електропередачі, втрат напруги у вузлах навантаження тощо).

Складність реконфігурації полягає також в несумісності різних критеріїв. Для створення глобальної функції всі критерії повинні бути перетворені в одну і ту ж одиницю вимірювання. Найчастіше використовується метод перетворення їх у витрати, що, як правило, є складною і часто неточною операцією.

Для скорочення часу відновлення повністю або частково автоматизованих розподільних мереж, що обладнані перемикачами з дистанційним керуванням, реконфігурація може бути виконана набагато швидше, оскільки їх керування здійснюють з диспетчерського центру. Таким чином, бажано встановити автоматичні перемикачі (реклоузери) замість ручних, щоб уможливити швидке відновлення електропостачання.

Розглянуто алгоритм реконфігурації окремого фідера розподільної електричної мережі за критерієм мінімуму втрат активної потужності. Для автоматичного визначення структури дерева фідера використано матрицю контурів, за якою визначається матриця базисних перетинів, яка однозначно характеризує структуру розімкнутого фідера.

Алгоритм базується на аналізі чутливості зменшення втрат при зміні конфігурації мережі з використанням аналізу параметрів усталеного режиму

мережі. Запропонований підхід поширено на випадок оптимізації конфігурації декількох фідерів розподільної електричної мережі за критеріями надійності та мінімуму втрат електроенергії з використанням обмежень щодо максимальних значень втрат напруги у вузлах навантаження і струмів навантаження ліній електропередачі.

Проаналізовано застосування *Soft Open Point (SOP)* в мережах 10 кВ операторів систем розподілу для зменшення втрат електроенергії. Розрахунок на реальних даних Ф-33 та Ф-45 Хмельницького РЕМ показав, що застосування *SOP* приводить до зменшення втрат електроенергії в мережах 10 кВ на 14,2 %, термін окупності встановлення пристрою становить приблизно 8 років, а при збільшенні навантаження в 3 рази очікуване значення терміну окупності – 2,8 роки.

Запропоновано принципи керування *SOP*, в основу яких покладено порівняння напруг наприкінці фідерів з синхронізацією та без синхронізації нульового початкового кута напруги на початку фідерів, а також використання різниці напруг наприкінці фідерів та на їх початку. Останній алгоритм є найбільш точним у випадку однорідних мереж. Подальший напрямок дослідження – оцінювання похибок та поширення останнього алгоритму на неоднорідні мережі.

Розглянуто метод керування джерелом реактивної потужності за критерієм мінімуму втрат активної потужності в темпі реального часу з використанням результатів вимірювання комплексних напруг на початку лінії електропередачі та в точці приєднання *SOP* і значенням комплексного опору лінії електропередачі між цими двома точками. Проаналізовано можливість корегування оптимального значення реактивної потужності в неоднорідній мережі на основі результатів розрахунку за середніми потужностями навантажень вузлів.

В результаті моделювання розподільних електричних мереж, що оснащені *SOP*, за випадкового характеру однієї реалізації навантаження показано, що максимальні втрати напруги зменшилися з 0,25 кВ до 0,2 кВ, а

середні значення втрат потужності – з 4,04 кВт до 3,56 кВт. За випадкового характеру навантаження максимальні втрати напруги зменшилися з 0,16 кВ до 0,12 кВ, а середні значення втрат потужності зменшилися з 5,1 кВт до 2,5 кВт.

Одержані наукові результати а саме: матричний метод розрахунку надійності розгалужених розподільних мереж і вибору оптимальних місць розміщення реклоузерів впроваджено в ТОВ «ОПТИМА ЕНЕРДЖИ Україна», що підтверджено довідкою про впровадження від 02.09.2024 р. Результати роботи також використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електротехнічні системи електроспоживання та енергетичний менеджмент» для підготовки фахівців за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», акт впровадження від 11.09.2024 р.

Практична реалізація запропонованого методу сприятиме швидкому досягненню цілей, визначених Концепцією впровадження «розумних мереж», затвердженою Розпорядженням Кабінету Міністрів України № 908-р від 14 жовтня 2022 року.

Ключові слова: надійність електропостачання, втрати електричної енергії, якість електроенергії, компенсація реактивної потужності, розподільні електричні мережі, реклоузер, реконфігурація, *Soft Open Point*.

ABSTRACT

Slobodian R. O. Improving the Reliability and Efficiency of Distribution System Operators' Power Grid. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

The thesis is submitted for the degree of Doctor of Philosophy in the specialty 141 – electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, 2024.

In the dissertation work, the urgent task of increasing the reliability and efficiency of power grids of distribution system operators was set and solved.

The scientific novelty of the obtained results and the provisions presented for defense consists in the improvement of methods of increasing the reliability and efficiency of distribution power grids of distribution system operators. The proposed approach makes it possible to solve the problem of low reliability of distribution power grids of Ukrainian distribution system operators, while simultaneously improving the efficiency indicators of these grids due to the reduction of electricity losses.

The following scientific results were obtained in the work:

1. A method for controlling Soft Open Point (SOP) is proposed for the first time, based on the use of the ratio of the difference in complex voltage values at the ends of the feeders and at their beginning to the complex impedance of these feeders. This approach allows for determining near-optimal values of reactive and active power for the SOP to minimize energy losses in the power grid in real-time.
2. The matrix method for determining the reliability indices of distribution power grids has been improved by using a path matrix (current distribution). The method accounts for the belonging of individual sections of overhead lines (OL) to the mainline and branches, considering their differentiated impact on reliability indices. This simplifies the calculation and partially automates the determination of reclosing device installation locations.

3. The method for reconfiguring distribution power grids has been further developed based on the criterion of minimizing energy losses and reliability indices of power supply to consumers, with a check of constraints on maximum voltage loss values at load nodes and maximum load currents of distribution lines. This method is based on analyzing the sensitivity of reducing active power losses or energy losses, involving the closing of a chord and the opening of a tree branch. It is based on selecting the most distant branch within the loop for opening, with the chord and branch to be opened located on adjacent branches. The initial orientation in choosing branches for opening is performed based on the calculation of the closed grid. Branches with relatively low currents are identified as potentially optimal for opening.

The practical significance of the obtained work results is: in the development of a method for calculating the reliability of branched power distribution grids and the selection of optimal locations for reclosers and Soft Open Point (SOP) control methods to improve the reliability and efficiency of power distribution grids of distribution system operators. Their implementation will contribute to improving the reliability and efficiency of the power grids of distribution system operators, in particular reducing the duration of power supply interruptions to consumers and reducing the loss of electrical energy in power distribution grids.

The problem of increasing the reliability of power grids of distribution system operators requires an urgent solution. The greatest contribution to the SAIDI and SAIFI indices is made by the reliability component in distribution networks of 6-20 kV. The reason lies in the extremely low level of automation of such power grids. Obviously, the key to solving the problem is to automate them as soon as possible. But at the moment, there are no effective algorithms and technical solutions in this direction in Ukraine, and copying foreign methods does not give the proper effect due to differences in the principles of building power distribution grid. Among the main features of power distribution grids that negatively affect the SAIDI and SAIFI indices are the excessively long length of feeders, which sometimes exceeds 50 km, as well as the presence of a huge

number of line disconnectors, which can be operated manually only when there is no load, and which themselves are the reason of low reliability of 6-20 kV power distribution grids.

These and other factors lead to the fact that the actual level of SAIDI in many sections of distribution networks reaches 4000 minutes per year, and on some 6-10 kV feeders it exceeds 10,000 minutes (according to the State Energy Inspectorate of Energy Supervision).

It is impossible to achieve the desired results simply by replacing linear disconnectors with modern reclosers, sectionalizers and other modern switching devices. It is necessary to develop algorithms that would allow determining the places of installation of such devices, taking into account the main parameters of the network, and at the same time ensure the achievement of the desired parameters of SAIDI, SAIFI with minimal capital investments. This approach will contribute to the fastest possible practical implementation by operators of distribution systems, as it will allow to quickly and with minimal expenditure of funds to achieve key performance indicators established by the Regulator (NEURC) for distribution systems operators for regulatory periods according to the existent RAB regulation mechanisms in Ukraine.

Based on the analysis of literary sources, the methods of assessing the reliability of distribution power grids were analyzed. The disadvantage of the methods is the complexity of their practical application for branched distribution networks.

There is currently no sufficiently effective mathematical support for calculating the reliability of branched power distribution lines. A matrix method of reliability analysis is proposed, which is based on the use of a path matrix. The method allows to take into account the affiliation of individual sections of the power line to the main line and branches, taking into account their differential impact on reliability indicators.

An algorithm for choosing the location of reclosers is proposed, which is based on the matrix method of calculation. Most of distribution system operators

have coded configurations of their power grids that they use to calculate electricity losses, this algorithm based on this information allows to automate and significantly speed up the calculation process.

The problem of choosing the optimal configuration is one of the multi-criteria optimization problems, where the solution is selected after evaluating a number of criteria (for example, losses of active power (ΔP) or electricity (ΔW), reliability indices (SAIFI, SAIDI, ENS), taking into account the constraints: not exceeding maximum load currents of individual power distribution lines, voltage losses in load nodes, etc.).

The complexity of reconfiguration also lies in the incompatibility of various criteria. To create a global function, all criteria must be converted to the same unit of measurement. Most often, the method of converting them into costs is used, which, as a rule, is a difficult and often inaccurate operation.

To reduce the recovery time of fully or partially automated distribution grids equipped with remote control switches, reconfiguration can be performed much faster because they are controlled from the control center. Thus, it is desirable to install automatic switches (reclosers) instead of manual ones to enable quick restoration of the power supply.

The algorithm of reconfiguration of a separate feeder of the distribution power grid according to the criterion of the minimum loss of active power is considered. To automatically determine the structure of the feeder tree, a matrix of contours is used, according to which the matrix of basic intersections is determined, which uniquely characterizes the structure of the open feeder.

The algorithm is based on the analysis of the sensitivity of the loss reduction when the power grid configuration is changed using the analysis of the parameters of the steady state of the grid. The proposed approach is extended to the case of optimizing the configuration of several feeders of the distribution power grid according to the criteria of reliability and minimum power losses using restrictions on the maximum values of voltage losses in load nodes and load currents of power distribution lines.

The application of Soft Open Point (SOP) in 10 kV grids of distribution system operators to reduce electricity losses was analyzed. The calculation on real data of F-33 and F-45 of Khmelnytsky REM showed that the application of SOP leads to a reduction of electricity losses in 10 kV grids by 14.2%, the payback period of installing the device is approximately 8 years, and with an increase in load 3 times the expected the value of the payback period is 2.8 years.

SOP control principles are proposed, which are based on the comparison of voltages at the end of feeders with and without synchronization of the zero initial voltage angle at the beginning of the feeders, as well as the use of the difference in voltages at the end of the feeders and at their beginning. The last algorithm is the most accurate in the case of homogeneous grids. A further direction of research is the evaluation of errors and the extension of the last algorithm to heterogeneous grids.

The method of controlling the reactive power source according to the criterion of the minimum loss of active power in real time is considered, using the results of measuring the complex voltages at the beginning of the power distribution line and at the point of connection of the SOP and the value of the complex resistance of the power distribution line between these two points. The possibility of adjusting the optimal value of the reactive power in a heterogeneous grid based on the results of calculation based on the average power of node loads is analyzed.

As a result of the simulation of distribution power grids equipped with SOP, with the random nature of one load implementation, it is shown that the maximum voltage losses decreased from 0.25 kV to 0.2 kV, and the average values of power losses - from 4.04 kW to 3.56 kW. Under the random nature of the load, the maximum voltage losses decreased from 0.16 kV to 0.12 kV, and the average values of power losses decreased from 5.1 kW to 2.5 kW.

The obtained scientific results, namely: the matrix method of calculating the reliability of branched distribution power grids and choosing the optimal places for placing reclosers was implemented in OPTIMA ENERGY UKRAINE LLC, which

was confirmed by the act of implementation dated 02.09.2024. The results of the work are also used in the VNTU at the Department of «Electrotechnical Systems electricity consumption and energy management» for the training of specialists in specialty 141 – «Electropower, electrical engineering and electromechanics», certificate of implementation dated 11.09.2024.

The practical implementation of the proposed method will contribute to the rapid achievement of the goals defined by the Concept of the implementation of «smart grids», approved by the Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 908-r dated October 14, 2022.

Key words: power supply reliability, power losses, power quality, reactive power compensation, distribution power grids, recloser, reconfiguration, Soft Open Point.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

Матеріали дисертаційної роботи, викладені у виданнях, що внесені до переліку фахових для захисту дисертацій з технічних наук:

[1] М. Й. Бурбело, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, А. Р. Слободян, «Матричний метод визначення показників надійності розгалужених розподільних електричних мереж,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 3, с. 17–23, 2022.

[2] М. Й. Бурбело, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, «Вибір оптимальної конфігурації розподільних електричних мереж,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 23-29, 2023.

[3] Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, «Застосування Soft Open Point для оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах,» *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*, № 2, с. 166–170, 2024.

[4] М. Й. Бурбело, Р. О. Слободян, «Стратегія керування джерелами реактивної потужності в розподільних електричних мережах для оптимізації втрат електроенергії,» *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*, № 1, с. 209–214, 2024.

[5] А. Р. Слободян, В. В. Чижевський, Р. О. Слободян «Модель роботи розподільної мережі в ізолюваному режимі,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 3. С. 40-49.

[6] М. Й. Бурбело, О. М. Кравець, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян «Моделювання Soft Open Point за випадкового характеру навантаження,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 4. С. 61-66.

Матеріали дисертаційної роботи, викладені у виданнях, що не внесені до переліку фахових для захисту дисертацій з технічних наук – відсутні.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

[7] Бурбело М. Й., Лобода Ю. В., Слободян Р. О. «Алгоритм визначення місць встановлення реклоузерів в розгалужених розподільних електричних мережах,» *Proceedings of XVI International Conference Measurement and Control in Complex System (MCCS-2022)*. Vinnytsia, November 15-17, 2022. 7p. ISBN 978-966-641-918-0. DOI <https://doi.org/10.31649/mccs2022.19>

[8] Лобода Ю. В., Бурбело М. Й., Слободян Р. О. «Підвищення показників надійності окремого фідера електричної мережі,» Тези доповіді міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції «Молодь в науці 2024» 4 с. [Електронний ресурс]. URL:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21063/17501>

[9] Лобода Ю. В., Бурбело М. Й., Кравець О. М., Слободян Р. О. «Моделювання процесу компенсації реактивної потужності за випадкового характеру навантаження,» *Proceedings of XVI International Conference Measurement and Control in Complex System (MCCS-2024)*. Vinnytsia, October 16-17, 2024. 5 p.

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mccs/mccs2024/paper/view/21940>

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ.....	18
ВСТУП	19
РОЗДІЛ 1 ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ	25
1.1 Показники надійності та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу	25
1.2 Підвищення надійності електричних мереж операторів систем розподілу	30
1.3 Реконфігурація електричних мереж як один із заходів підвищення надійності та ефективності електричних мереж	36
1.4 Аналіз можливості застосування пристроїв <i>Soft Open Point</i>	41
1.5 Висновки та постановка задач дослідження	43
РОЗДІЛ 2 МАТРИЧНИЙ МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ	45
2.1 Визначення показників надійності електропостачання споживачів за параметрами електричних мереж	45
2.2 Матричний метод визначення показників надійності розгалужених розподільних електричних мереж	50
2.3 Алгоритм визначення місць встановлення реклоузерів.....	56
2.4 Приклади визначення місць встановлення реклоузерів.....	60
2.5 Висновки до розділу 2	67
РОЗДІЛ 3 РЕКОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ	69
3.1 Основи реконфігурації окремого фідера електричної мережі	69
3.2 Алгоритм реконфігурації окремого фідера електричної мережі	72
3.3 Алгоритм реконфігурації декількох фідерів електричної мережі	81
3.4 Застосування технологій <i>microgrid</i>	84

3.5 Висновки до розділу 3	87
РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ <i>SOFT OPEN POINT</i> ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ	
НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	
ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ	89
4.1 Застосування <i>Soft Open Point</i> для оптимізації втрат	
електроенергії в розподільних електричних мережах.....	89
4.2 Стратегії керування <i>Soft Open Point</i> за активною та реактивною	
потужністю в розподільних електричних мережах	95
4.3 Керування <i>Soft Open Point</i> за реактивною потужністю з метою	
оптимізації втрат потужності в розподільних електричних мережах	99
4.4 Моделювання <i>Soft Open Point</i> з керуванням за реактивною	
потужністю за випадкового характеру навантаження	108
4.5 Моделювання <i>Soft Open Point</i> з керуванням за активною та	
реактивною потужностями за випадкового характеру навантаження	114
4.6 Висновки до розділу 4	124
ВИСНОВКИ.....	125
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	128
ДОДАТКИ.....	142
ДОДАТОК А. Документи про впровадження	
результатів дисертаційного дослідження	143
ДОДАТОК Б. Програма моделювання SOP	
за випадкових навантажень.....	145
ДОДАТОК В. Список публікацій за темою дисертації та	
відомості про апробацію результатів дисертації	153

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

- АВР – автоматичне ввімкнення резерву
- АПВ – автоматичне повторне ввімкнення
- КЗ – коротке замикання
- КЛ – кабельна лінія електропередавання
- ЛЕП – лінія електропередавання
- ОСР – оператор системи розподілу
- ПЛ – повітряна лінія електропередавання
- ПС – підстанція
- ПТЕ – правила технічної експлуатації
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок
- ТП – трансформаторна підстанція
- ENS* – розрахунковий обсяг недовідпущеної електр (*Energy not Supplied*)
- MAIFI* – індекс середньої частоти коротких перерв (*Momentary Average Interruption Frequency Index*)
- PBR* – система винагород/штрафів (*performance-based rate*)
- SAIDI* – індекс середньої тривалості довгих перерв (*System Average Interruption Duration Index*)
- SAIFI* – індекс середньої частоти довгих перерв (*System Average Interruption Frequency Index*)
- SOP* – м'які відкриті точки (*Soft Open Point*)

ВСТУП

Актуальність теми. Проблема підвищення надійності електричних мереж операторів систем розподілу потребує термінового вирішення. Найбільший внесок в індекси *SAIDI* і *SAIFI* вносить складова надійності в розподільних мережах 6-20 кВ. Причина знаходиться у вкрай низькому рівні автоматизації таких електромереж. Очевидно, що ключем до вирішення проблеми є якнайшвидша їх автоматизація. Але на даний час в Україні відсутні ефективні алгоритми і технічні рішення у цьому напрямку, а копіювання закордонних методів не дає належного ефекту через відмінності у принципах побудови розподільних мереж. Серед головних особливостей розподільних мереж, які негативно впливають на індекси *SAIDI* і *SAIFI*, є надто велика довжина фідерів, яка іноді перевищує 50 км, а також наявність величезної кількості лінійних роз'єднувачів, якими можна оперувати лише при відсутності навантаження, і які самі є однією з причин низької надійності мереж 6-20 кВ.

Ці та інші фактори призводять до того, що фактичний рівень *SAIDI* на багатьох ділянках розподільних мереж сягає 4000 хвилин на рік, а на деяких фідерах 6-10 кВ перевищує 10 000 хвилин (за даними Держенергонагляду).

Однією лише заміною лінійних роз'єднувачів на сучасні реклоузери, секціоналайзери та інші сучасні комутаційні пристрої досягти бажаних результатів неможливо. Необхідно розробити алгоритми, які б дозволяли визначати місця встановлення таких пристроїв із врахуванням основних параметрів мережі, і забезпечили при цьому досягнення бажаних параметрів *SAIDI*, *SAIFI* при мінімальних капіталовкладеннях. Такий підхід сприятиме якнайшвидшому практичному впровадженню операторами систем розподілу, оскільки дозволить швидко і з мінімальними витратами коштів досягати ключових показників ефективності, встановлених Регулятором (НКРЕКП) для операторів систем розподілу на регуляторні періоди згідно чинних в Україні механізмів RAB-регулювання.

З розвитком сучасних технологій та впровадженням концепції «розумна мережа» (*Smart Grid*), яка базується на використанні цифрових технологій для керування та моніторингу електричних мереж, забезпечення надійності електропостачання стає ще більш актуальним, оскільки впливає на їх безперебійну роботу, безпеку споживачів та ефективність електропостачання [1-10]. В сучасних умовах, коли збільшується кількість відновлюваних джерел енергії, зростає популярність використання електромобілів та розширюється використання розумних пристроїв у побуті та промисловості, вимоги до надійності електропостачання та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу стають ще більш суттєвими [11-20].

Таким чином, питання забезпечення надійності електропостачання споживачів та ефективності електричних мереж є надзвичайно актуальними і мають значний вплив на безперебійну та надійну роботу споживачів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Основний зміст роботи складають результати досліджень які проводились відповідно до наукового напрямку кафедри „Електротехнічні системи електроспоживання та енергетичний менеджмент” Вінницького національного технічного університету (ВНТУ). Дисертаційна робота виконувалася відповідно до „Програми наукових досліджень і розробок Міністерства освіти і науки України за пріоритетними напрямками розвитку науки та техніки” у рамках науково-дослідної роботи № 22 К „Розробка методів та пристроїв динамічної компенсації реактивної потужності”. Автор брав участь у виконанні науково-дослідних робіт як виконавець.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення надійності електропостачання споживачів та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу.

Для досягнення поставленої мети вирішено такі задачі:

1) Проаналізувати проблеми підвищення надійності та ефективності електропостачання споживачів електричних мереж операторів систем розподілу;

2) Розробити матричні формули оцінювання надійності електропостачання споживачів, що живляться від розгалужених розподільних мереж, визначити оптимальні місця встановлення реклоузерів та оцінити вплив вибору оптимальних місць встановлення реклоузерів на надійність електропостачання споживачів.

3) Оцінити вплив реконфігурації електричних мереж на їх надійність та ефективність електричних мереж операторів систем розподілу;

4) Оцінити ефективність та розробити методи керування *Soft Open Point (SOP)*.

Об’єкт дослідження. Процес підвищення надійності та ефективності електропостачання споживачів електричних мереж.

Предмет дослідження. Методи оцінювання та підвищення надійності електропостачання споживачів та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу.

Методи дослідження. Під час роботи над дисертацією використані методи досліджень, які базуються: на теорії ймовірності – при отриманні аналітичних виразів оцінювання надійності; на теорії електротехніки – при отриманні аналітичних виразів оцінювання підвищення ефективності електричних мереж; на методах математичного моделювання – при розробці методів керування *SOP*.

Наукова новизна отриманих результатів і положень, що виносяться на захист, полягає у вдосконаленні методів підвищення надійності та ефективності розподільних електричних мереж операторів систем розподілу. Пропонований підхід дозволяє вирішити проблему низької надійності розподільних мереж операторів систем розподілу України, одночасно покращуючи показники ефективності цих мереж за рахунок зниження втрат електроенергії.

В роботі отримано такі наукові результати:

1. Вперше запропоновано метод керування *Soft Open Point (SOP)*, в основу якого покладено використання відношення різниці комплексних значень напруг наприкінці фідерів та на їх початку до комплексного опору цих фідерів. Це дозволяє визначити близькі до оптимального значення реактивні та активні потужності *SOP* для мінімізації втрат електроенергії в електричній мережі в темпі реального часу.

2. Удосконалено матричний метод визначення показників надійності розподільних електричних мереж, в основу якого покладено використання матриці шляхів (струморозподілу). Метод дозволяє врахувати належність окремих ділянок ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх диференційованого впливу на показники надійності, що дає змогу спростити розрахунок та частково автоматизувати визначення місць встановлення реклоузерів.

3. Дістав подальшого розвитку метод реконфігурації розподільних мереж за критерієм мінімуму втрат електроенергії та показниками надійності електропостачання споживачів з перевіркою обмежень щодо максимальних значень втрат напруги у вузлах навантажень і максимальних струмів навантаження ліній електропередачі, який оснований на аналізі чутливості зменшення втрат активної потужності або втрат електроенергії, що полягає у замиканні хорди і розмиканні вітки дерева і ґрунтується на виборі для розмикання найвіддаленішої вітки, що входить в контур, який розмикається, (хорда і вітка, яка розмикається, знаходяться на суміжних відгалуженнях). Початкова орієнтація у разі вибору віток для розмикання виконується на основі розрахунку замкнутої мережі. Вітки з відносно малими струмами визначаються як потенційно оптимальні для розмикання.

Практичне значення отриманих результатів роботи полягає: у розробці методу розрахунку надійності розгалужених розподільних мереж і вибору оптимальних місць розміщення реклоузерів та методів керування *Soft Open Point (SOP)* для покращення надійності та ефективності розподільних

мереж операторів систем розподілу. Їх впровадження сприятиме покращенню надійності та ефективності розподільних мереж операторів систем розподілу, зокрема зменшенню тривалості перерв електропостачання споживачів та зменшенню втрат електричної енергії в розподільних мережах.

Одержані наукові результати а саме: матричний метод розрахунку надійності розгалужених розподільних мереж і вибору оптимальних місць розміщення реклоузерів впроваджено в ТОВ «ОПТИМА ЕНЕРДЖИ Україна», що підтверджено довідкою про впровадження від 02.09.2024 р. Результати роботи також використовуються у ВНТУ на кафедрі “Електротехнічні системи електроспоживання та енергетичний менеджмент” для підготовки фахівців за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», акт про впровадження від 11.09.2024 р.

Особистий внесок здобувача. Усі наукові положення та результати дисертаційної роботи, що виносяться на захист, отримані здобувачем самостійно. Особистий внесок здобувача в роботах, опублікованих в співавторстві такий: [82] – запропоновано матричний метод визначення показників надійності розподільних електричних мереж, в основу якого покладено використання матриці шляхів (коефіцієнтів струморозподілу); [83] – запропоновано алгоритм вибору місця розташування реклоузерів який базується на матричному методі розрахунку; [84] – запропоновано метод реконфігурації розподільних мереж за критерієм мінімуму втрат електроенергії, який полягає у замиканні хорди і розмиканні вітки дерева і ґрунтується на виборі для розмикання найвіддаленішої вітки, що входить в контур, який розмикається, (хорда і вітка, яка розмикається, знаходяться на суміжних відгалуженнях); [85] – запропоновано метод реконфігурації розподільних мереж за показниками надійності; [102] – досліджено можливість практичної організації мікромереж на базі існуючих розподільних електричних мереж з локальними джерелами енергії із застосуванням систем керування розподіленим генеруванням електроенергії (*Distributed Energy Resource Management System, DERMS*), які забезпечують

високу ефективність локальної енергетичної інфраструктури та стійкість роботи створеної мікромережі; [103] – запропоновано методи керування *Soft Open Point*, в основу яких покладено порівняння напруг наприкінці фідерів з синхронізацією та без синхронізації нульового початкового кута напруги в голові фідерів, а також використання різниці напруг наприкінці фідерів та на їх початку; [105] – удосконалено метод керування *Soft Open Point* за реактивною потужністю, в основу якого покладено використання різниці напруг наприкінці фідерів та на їх початку; [106] – виконано моделювання процесу компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах за випадкового характеру навантаження; [107] – виконано моделювання *Soft Open Point* в розподільних електричних мережах за випадкового характеру навантаження. У ході дослідження було змодельовано алгоритми керування *SOP* за активною та реактивною потужностями для різних типів навантаження. Результати теоретичних досліджень були отримані у Вінницькому національному технічному університеті (ВНТУ).

Апробація матеріалів дисертації. Викладені в дисертації результати досліджень були апробовані на трьох наукових конференціях.

Публікації. Результати дисертації опубліковано в 9 наукових працях, в тому числі в 6 статтях в наукових фахових виданнях України, 3 – у матеріалах міжнародних конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, списку використаних джерел, додатків. Загальний обсяг дисертації становить 156 сторінок, з яких основний зміст викладений на 141 сторінці друкованого тексту, містить 44 рисунки, 13 таблиць. Список використаних джерел складається з 107 найменувань. Додатки містять документи впровадження результатів роботи, програму розрахунків, список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації.

РОЗДІЛ 1

ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ

1.1 Показники надійності та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу

Надійність електропостачання споживачів в Україні, згідно з Постановою НКРЕКП від 12.06.2018 № 374 «Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення», оцінюється такими показниками:

- а) індекс середньої тривалості довгих перерв (*System Average Interruption Duration Index – SAIDI*);
- б) індекс середньої частоти довгих перерв (*System Average Interruption Frequency Index – SAIFI*);
- в) індекс середньої частоти коротких перерв (*Momentary Average Interruption Frequency Index – MAIFI*);
- г) розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (*Energy not Supplied – ENS*).

Індекс середньої тривалості довгих перерв *SAIDI* розраховують як відношення сумарної тривалості вимкнень точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні за звітний період до загальної кількості точок продажу електричної енергії (год на одного споживача в рік):

$$SAIDI^* = \frac{\sum_{i=1}^k t_i n_i}{n} = \frac{9 \cdot 218 + 15 \cdot 154}{5215} = 0,82 \text{ хв / спож. в рік}, \quad (1.1)$$

де k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду, наприклад, 2 перерви;

t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, 9 та 15 хв;

n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, 218 та 154 шт.;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots, k$;

n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, наприклад, 5215 шт.

Індекс середньої частоти довгих перерв *SAIFI* розраховують як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії (перерв на одного споживача в рік):

$$SAIFI^* = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n} = \frac{218 + 154}{5215} = 0,07 \text{ перерв / спож. в рік.} \quad (1.2)$$

Індекс середньої частоти коротких перерв *MAIFI* розраховують як відношення сумарної кількості відключених точок продажу електричної енергії внаслідок усіх коротких перерв в електропостачанні протягом звітнього періоду до загальної кількості точок продажу електричної енергії:

$$MAIFI^* = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (1.3)$$

де n_j – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;

r – кількість коротких перерв у електропостачанні протягом звітного періоду;

j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1, 2, 3, \dots, r$.

Розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії ENS розраховують як суму добутків кількості відключених точок продажу електричної енергії на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги:

$$ENS^* = \frac{\sum_{i=1}^k t_i n_i^z Q^z}{43800} = \frac{9 \cdot 218 \cdot 6 + 15 \cdot 154 \cdot 8}{43800} = 0,691 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}, \quad (1.4)$$

де z – ознака рівня напруги та відповідної території (0,4 кВ – міський населений пункт, 0,4 кВ – сільський населений пункт, 6-20 кВ – міський населений пункт, 6-20 кВ – сільський населений пункт, 27,5-35 кВ, 110/154 кВ);

n_i^z – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.;

t – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

Q^z – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, наприклад, 6 та 8 тис. кВт·год;

43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилинали.

Ці показники визначають стосовно запланованих перерв з попередженням та без попередження, а також незапланованих (аварійних) перерв з вини інших ліцензіатів або споживачів, форс-мажорних обставин, з

вини інших осіб, технологічних порушень в мережах ліцензіата. Визначення здійснюють диференційовано для різних рівнів напруги та відповідних територій (міських і сільських населених пунктів).

Використання цих показників відповідає міжнародним стандартам оцінки надійності, що полегшує порівняння та обмін досвідом з іншими країнами.

Показник *SAIDI* в цілому по Україні склав за 2019 рік 478 хвилин для планових відключень, 683 хвилини – для непланових. У сільській місцевості індекс *SAIDI* нерідко перевищує 1000 хвилин. Для порівняння, індекс *SAIDI* в країнах ЄС за 2019 рік склав 160 хвилин для планових відключень і 102 хвилини – для аварійних. Серед кращих світових прикладів можна відмітити Південну Корею, де рівень *SAIDI* складає вже близько 9 хвилин.

Причини такого різного контрасту українських реалій із кращими світовими орієнтирами – не тільки і навіть не стільки у зношеності електричних мереж. Головна причина – надзвичайно низький рівень автоматизації і ручне управління мережами. Особливо це дається взнаки у сільській місцевості. На даний час рівень автоматизації електричних мереж вкрай низький. Частково автоматизовані лише частина підстанцій 35 кВ і вище, а рівень автоматизації розподільних електромереж взагалі мінімальний. Диспетчерські електромереж організовані як типові «ручне управління» з мінімальними вкрапленнями автоматизації.

Особливо це дається взнаки у сільській місцевості. Наприклад, декілька сіл заживлені від лінії 10 кВ, яка відходить від підстанції 35/10 кВ без чергового персоналу, не телемеханізована, і довжина цієї лінії нерідко сягає 30-40 км. У випадку аварійного вимкнення цієї лінії, знеструмлені споживачі повідомляють по телефону оператору системи розподілу (ОСР), диспетчер ОСР направляє найближчу вільну бригаду електромонтерів виконати обхід пошкодженої лінії 10 кВ, здійснити необхідні перемикання для заживлення споживачів від інших ліній.

Відновлення розподільної мережі є багатоетапним процесом. На стадії 1 (відразу після виникнення несправності) може спрацювати АПВ, щоб підтримувати електропостачання для деяких споживачів. На етапі 2 (після визначення місця несправності) оператори можуть використовувати роз'єднувачі для проведення попередньої ізоляції та попереднього відновлення. На етапі 3 (після того, як польова бригада точно визначить місце і характер несправності), реклоузери можна використовувати для подальшого відновлення електропостачання більшої кількості споживачів. Якщо для значної кількості споживачів електропостачання не відновлено, то на етапі 4 потрібне ручне відновлення за допомогою ручних перемикачів. На етапі 5 польова бригада ремонтує пошкоджені компоненти та повертає мережу до нормального стану.

Це все займає не одну годину, нерідко понад 10 годин. До того ж, майже всі зв'язки між лініями 10 кВ виконані лінійними роз'єднувачами, якими неможливо оперувати під напругою. Тобто, для того, щоб перезачивити споживачів від іншої лінії 10 кВ, необхідно її також знеструмити на час проведення перемикачів, протягом якого споживачі цієї лінії теж залишаються без напруги. Враховуючи жорсткі вимоги правил безпеки на такому морально застарілому обладнанні, процедура перемикачів займає істотний час.

Під підвищенням ефективності електричних мереж операторів систем розподілу в даній роботі розуміється зменшення втрат електроенергії. Зменшення втрат електроенергії безпосередньо впливає на вартість експлуатації електромереж. Втрати активної потужності в лініях електропередачі призводять до того, що частина виробленої електроенергії не доходить до кінцевого споживача, а виробництво додаткових обсягів енергії для компенсації цих втрат є економічно невигідним. Зменшення втрат дозволяє підтримувати оптимальні умови експлуатації обладнання, знижує навантаження на лінії та сприяє більш тривалому терміну служби компонентів системи.

Розглянемо низку чинників, які характеризують особливості використання цих показників.

Комплексний вплив на мережу. Оптимізація мереж за цими критеріями дозволяє одночасно покращити технічні та економічні показники. Орієнтація на зниження втрат та підвищення надійності відповідає принципам клієнтоорієнтованості, що є важливим для сучасних операторів систем розподілу.

Баланс між ефективністю та надійністю. Мінімізація втрат активної потужності підвищує економічну ефективність системи, тоді як підвищення показників надійності (*SAIDI*, *SAIFI* та *ENS*) забезпечує стабільне постачання енергії. Поєднання цих двох підходів дозволяє знайти баланс між технічною та економічною оптимальністю мережі.

Пріоритети для критичної інфраструктури. В умовах війни та інших кризових ситуацій, надійність електропостачання стає пріоритетом. Це пояснює, чому показники *SAIDI*, *SAIFI* та *ENS* є такими важливими, особливо для живлення об'єктів критичної інфраструктури. Наприклад, лікарні, військові об'єкти та системи водопостачання потребують гарантованого електропостачання навіть у надзвичайних умовах.

1.2 Підвищення надійності електричних мереж операторів систем розподілу

Передумовою успішного вирішення задачі підвищення надійності електричних мереж ОСР є запровадження ефективного регуляторного регулювання. Водночас, згідно з п. 2.3 Постанови НКРЕКП від 12.06.2018 № 375 «Про затвердження Порядку забезпечення стандартів якості електропостачання та надання компенсацій споживачам за їх недотримання» до гарантованих стандартів якості надання послуг ОСР належать:

а) кількість перерв в електропостачанні протягом 12 календарних місяців у точці розподілу споживача (тривалістю понад одну годину):

- для запланованих перерв без попередження споживача та перерв з причин технологічних порушень в електричних мережах ліцензіата:

у міській місцевості – менше 7; у сільській місцевості – менше 9;

б) для запланованих перерв із попередженням споживача (без урахування запланованих перерв в електропостачанні, які виникли внаслідок проведення робіт з капітального ремонту, будівництва, технічного переоснащення, реконструкції, модернізації електричних мереж, якщо виконання таких робіт передбачене інвестиційною програмою ОСР та/або річною програмою ремонтів ОСР, та/або при реалізації договорів приєднання електроустановок споживачів згідно з чинними нормативними документами) – менше 12.

Така ситуація не сприяє підвищенню надійності електропостачання споживачів. Необхідним є запровадження економічного регулювання. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання в умовах конкурентного ринку електроенергії регуляторні органи різних країн, таких як США, Канада, Австралія, Великобританія, Німеччина, Італія, Франція, Данія, Швеція, Фінляндія та інші, дедалі частіше застосовують систему винагород і штрафів (*Performance-Based Regulation, PBR*). Ця система спрямована на стимулювання енергетичних компаній до підвищення економічної ефективності та надійності на всіх етапах енергопостачання: генерації, передачі та розподілу електроенергії. Особливо актуально це для операторів систем розподілу, оскільки, згідно з дослідженнями, 85% усіх перерв в електропостачанні припадають саме на цей сегмент енергосистеми [12], тоді як решта зумовлена проблемами на рівні підстанцій, передачі або генерації.

Від кінця 1980-х років у Північній Америці тривав процес дерегуляції ринку електроенергії, що стимулювало розвиток конкурентного середовища. Проте саме розподільчі компанії залишаються в центрі уваги регуляторів, оскільки вони відповідальні за безперебійне надання електричних послуг споживачам. Система *PBR* дозволяє створити додаткові стимули для таких

компаній, які спонукають їх до зниження операційних витрат та підвищення ефективності, не погіршуючи надійності електропостачання [13].

Основою механізмів системи *PBR* є використання статистичних показників надійності *SAIDI* і *SAIFI*. Регулятори визначають стандарти надійності на основі цих показників і зобов'язують компанії дотримуватися їх протягом кількох років. Такі показники є основою для розробки системи стимулювання, де компанії винагороджуються за досягнення високих показників надійності або, навпаки, штрафуються за їх пониження.

Впровадження системи винагород і штрафів є невід'ємною частиною *PBR*, оскільки вона заохочує розподільчі компанії підтримувати належний рівень надійності в умовах конкурентного середовища. У такій структурі передбачається наявність «мертвої зони», у межах якої компанія не отримує ані штрафів, ані винагород. Якщо показники надійності погіршуються і виходять за межі цієї зони, компанія штрафується, причому величина штрафу зростає зі зниженням надійності. Навпаки, за перевищення мінімальних стандартів надійності компанія отримує винагороду, яка також має ліміт.

Приклад такої структури можна побачити у застосуванні системи винагород і штрафів до каліфорнійської енергопостачальної компанії. У цій системі штрафи накладаються за перевищення показника *SAIDI* понад 65 хвилин на рік, причому за кожну додаткову хвилину компанія сплачує 1 мільйон доларів США за 1 хвилину *SAIDI*. Якщо *SAIDI* більше 83 хвилин, то компанія сплачує 18 мільйонів доларів. Мертва зона становить від 53 до 65 хвилин, а за кращу надійність, зокрема якщо показник *SAIDI* менший 53 хвилин, то компанія отримує винагороду 1 мільйон доларів США за 1 хвилину *SAIDI*. Якщо *SAIDI* менше 35 хвилин, то винагорода (18 мільйонів доларів) не збільшується [13].

Подібні механізми запроваджені для розподільних компаній Великої Британії, Італії, Франції, де оператори електромереж отримують винагороди за покращення цільових показників *SAIDI* та *SAIFI* або сплачувати штрафи за їх погіршення [20].

Оператори систем розподілу Данії активно використовують інтелектуальні лічильники та системи автоматизованого керування, що дозволяє оперативно вирішувати проблеми надійності мереж. Данія використовує моделі порівняльного аналізу якості електропостачання, які вимірюються індексами *SAIFI* та *SAIDI*. Датські ОСР штрафуються, якщо вони мають вищий зважений *SAIDI* або *SAIFI*, ніж контрольний показник, встановлений більш ефективними ОСР [20].

У фінській системі регулювання, наприклад, клієнти повинні отримувати компенсацію за тривалі перерви (тобто понад 12 годин), а також наведені стандарти якості для безперервності постачання в певних екстремальних погодних умовах [21].

Система *PBR* також може нести певні фінансові ризики для енергетичних компаній через непередбачуваність майбутніх показників надійності. Традиційна система ціноутворення базується на компенсації витрат на виробництво, передачу та розподіл електроенергії. Проте дерегульовані ринки створюють умови, в яких енергетичні підприємства мають знижувати витрати, що інколи призводить до відтермінування інвестицій у модернізацію інфраструктури, а це, своєю чергою, може негативно позначитися на надійності електропостачання.

Варто зауважити, що споживачі не можуть самостійно впливати на якість електропостачання, змінюючи оператора системи розподілу. Через це регулятори повинні розробляти стандарти надійності, які зобов'язують компанії дотримуватися прийнятних рівнів обслуговування. Крім того, дерегуляція ринку відкрила для конкуренції лише сегмент генерації, тоді як передача і розподіл залишаються під регуляторним контролем, оскільки є природними монополіями, де конкуренція недоцільна.

Загалом, впровадження *PBR* спрямоване на баланс між економічною ефективністю і надійністю електропостачання. Хоча конкуренція може підвищувати продуктивність компаній, регулятори повинні контролювати вплив цих змін на якість послуг.

Другим важливим напрямком підвищення надійності електричних мереж ОСР є встановлення новітнього обладнання, зокрема, реклоузерів, автоматизація процесу розподілу електроенергії. Найбільш ефективним способом підвищення надійності електропостачання в повітряних електричних мережах середньої напруги є секціонування лінії комутаційними апаратами типу реклоузер, який виконує:

- оперативні перемикання у розподільчій мережі;
- автоматичне вимкнення пошкодженої ділянки;
- у разі необхідності може бути обладнаний автоматичним повторним увімкненням (АПВ);
- автоматичне відновлення живлення на неушкоджених ділянках мережі (АВР).

Реклоузер – пристрій автоматичного керування і захисту повітряних ЛЕП на основі вакуумних вимикачів під управлінням спеціалізованого мікропроцесора. Крім захисної і протиаварійної функцій захисту повітряних ліній електропередач реклоузери додатково можуть виконувати функції моніторингу та обліку характеристик і параметрів електромереж. В рамках загальної класифікації пристроїв енергетики реклоузери відносять до комплектних розподільних пристроїв зовнішнього встановлення (рис. 1.1).

Реклоузер виконує автоматичне відключення пошкодженої ділянки, автоматичне повторне увімкнення лінії (АПВ), автоматичне відновлення живлення на непошкоджених ділянках мережі (АВР), оперативні перемикання в розподільній мережі (місцева і дистанційна реконфігурація), збір, обробку і передачу інформації про параметри режимів роботи мережі і стан власних елементів.

Вплив реклоузерів на надійність розподільної мережі досягається:

- зниженням кількості відключень при нестійких пошкодженнях – застосування реклоузерів з двократним АПВ дозволяє підвищити вірогідність усунення нестійких ушкоджень від 20% (якщо на головному вимикачі одноразове АПВ) до 80% (якщо на головному вимикачі АПВ відсутній);

- скороченням зони поширення аварії – застосування реклоузерів дозволяє відключати тільки споживачів пошкодженої ділянки, зберігаючи живлення споживачам неушкоджених ділянок.

- зниженням часу ліквідації аварії – процес відновлення електропостачання споживачів після виникнення аварійної ситуації зазвичай складається з наступних операцій:

- 1) пошук пошкодженої ділянки;
- 2) виділення пошкодженої ділянки;
- 3) відновлення електропостачання споживачів, підключених до непошкоджених ділянок;
- 4) пошук місця пошкодження;
- 5) проведення ремонтних робіт;
- 6) відновлення початкової схеми електропостачання.

Приблизно 60% часу відновлення електропостачання втрачається на пошук, виділення пошкодженої ділянки і відновлення електропостачання споживачів, підключених до непошкоджених ділянок мережі, а 40% – на пошук місця пошкодження, проведення ремонтних робіт і відновлення початкової схеми. Застосування реклоузерів дозволяє автоматизувати перший етап і таким чином зменшити загальний час відновлення електропостачання в мережі на 60%.

Зупинимось на оцінці початкової надійності ПЛ. За низького рівня оснащеності ПЛ засобами автоматизації для відшукування пошкоджень ПЛ традиційно використовують зовнішній огляд. Однак на ПЛ, що мають велику протяжність, огляд займає тривалий час і застосовується, коли вже визначено приблизне місце знаходження пошкодженої ділянки. Якщо немає спеціальних приладів, які визначають місце пошкодження, і оперативний персонал немає інтуїтивних припущень, заснованих на раніше отриманій інформації про стан цієї ПЛ (навислі гілки дерев над проводами за наявності сильного вітру, снігопаду, ожеледі тощо), то місце пошкодження визначається шляхом почергового вимкнення комутаційних апаратів,

починаючи бажано з середини ПЛ і вмикання ПЛ вимикачем з живильної підстанції. Ділячи лінію навпіл, визначається напрямок і скорочується час пошуку. Недолік полягає тому, що доводиться подавати напругу повторно на місце пошкодження, що іноді призводить до погіршення аварійної ситуації та збільшення обсягів робіт по відновленню електропостачання.

В останні роки визначенню показників надійності розподільних електричних мереж приділяється надзвичайно велика увага. Водночас, певні складнощі виникають у зв'язку з тим, що лінії містять багато відгалужень різної довжини [14, 15]. Розташування відгалужень досить важко врахувати для ПЛ, що мають 200...300 вузлів навантаження з довільною нумерацією віток та вузлів. Необхідно запропонувати матричні математичні вирази для визначення надійності розгалужених розподільних електричних мереж напругою 10 кВ.

В [22] використана матриця шляхів (матриця струморозподілу розімкнутої мережі), застосування якої дозволяє наглядно аналізувати причинно-наслідкові закономірності і результати оцінки надійності. Застосування цієї матриці, на наш погляд, є достатньо перспективним для побудови матричних методів оцінювання надійності.

1.3 Реконфігурація електричних мереж як один із заходів підвищення надійності та ефективності електричних мереж

Одним із заходів, який може покращити надійність та ефективність розподільних мереж, які функціонують як радіальні мережі зі встановленими розімкненими лінійними роз'єднувачами для резервного зв'язку фідерів між собою, є: вибір оптимальної конфігурації мережі, що забезпечує одночасно підвищення надійності електропостачання споживачів, оптимізацію потоків активної та реактивної потужності з метою зменшення втрат електроенергії та покращення якості електроенергії.

На практиці оптимальні місця зв'язку між фідерами формують у точках поточкорозподілу вихідної замкнутої (радіально-кільцевої) мережі за результатами розрахунку поточкорозподілу в R -схемі.

Для оцінки економічності режимів розподільних мереж персонал структурних підрозділів енергосистеми щорічно розробляє так звану «нормальну» схему експлуатації з чітко встановленими точками розмикання контурів та формуванням радіальної топології з умовами роботи засобів захисту та автоматики.

Проблема вибору оптимальної конфігурації – це одна із багатокритеріальних задач оптимізації, де рішення вибирається після оцінювання низки критеріїв (наприклад, втрат активної потужності (ΔP) або електроенергії (ΔW), індексів надійності ($SAIFI$, $SAIDI$, ENS), з урахуванням обмежень: не перевищення максимальних струмів навантажень окремих ліній електропередачі, втрат напруги у вузлах навантаження тощо).

При проектуванні розподільних мереж в основі прийняття рішення щодо розміщення комутуючих елементів резервних перемичок у схемі мережі для забезпечення електропостачання в післяаварійних режимах, а також у процесі експлуатації для покращення ефективності функціонування мереж, необхідно вирішувати складну задачу багатоцільової оптимізації. При тому, що зміна конфігурації схеми (реконфігурація) мережі виконується за умови обмежень на втрати потужності, рівень напруги, надійності і неоднорідності мережі з урахуванням нелінійності поточкорозподілу та допустимості режиму.

Останнім часом різними авторами запропоновано низку методів та алгоритмів оптимізації конфігурації розподільних електричних мереж, більшість яких базується на евристичних методах оптимізації та методах штучного інтелекту. А. Merlin та Н. Back [23] запропоновали метод реконфігурації розподільної мережі для зменшення втрат, який розпочинається з розрахунку замкнутої мережі, з використанням R -схеми заміщення, з наступним послідовним розмиканням віток з найменшими

струмами. Проте, такий підхід досить часто призводить до порушення обмежень і необхідності продовження пошуку шляхом обміну віток (замикання хорд контурів і розмикання віток, які входять в ці контури). S. Civanlar та інші [24] запропонували евристичний метод обміну вітками, у якому була розроблена обчислювально ефективна формула для визначення зміни втрат через обмін перемикачем між двома фідерами. Перевіряються різні комбінації зв'язкових перемикачів і секційних перемикачів, щоб виявити зменшення втрат. M. E. Baran та F. F. Wu [25] розробили евристичний алгоритм, заснований на ідеї обміну вітками для мінімізації втрат і балансування навантаження. Ними використані наближені формули, які спрощують реалізацію алгоритму обміну вітками шляхом врахування фізичних закономірностей електричних мереж. Пошук оптимального розв'язку при цьому здійснюється на одному відгалуженні. У випадку декількох відгалужень знаходження оптимального розв'язку ускладнюється. T. E. McDermott та інші [26] запропонували евристичний конструктивний алгоритм, який починається з відкритими всіма працездатними перемикачами, і на кожному кроці перемикач, який приводить до найменшого збільшення цільової функції, замикається. Цільова функція визначається як відношення додаткових втрат до додаткового навантаження. H. P. Schmidt та інші [27] сформулювали проблему реконфігурації фідера як змішану цілочисельну нелінійну задачу оптимізації, в якій цілі змінні представляють стани перемикачів, а безперервні змінні – струм, що протікає через вітки. Для обчислення струмів відгалужень на кожному етапі в рамках цілочисельного пошуку використовується метод Ньютона (з другими похідними). F. V. Gomes та інші [28, 29] представили евристичний метод на основі оптимального потоку електроенергії, в якому стани віток (відкрито/закрито) представлені безперервними функціями. У запропонованому підході всі вітки спочатку вважаються закритими, а за результатами оптимального потоку електроенергії використовується евристичний метод для визначення наступного циклу, який буде розірвано

шляхом відкриття одного перемикача. Потім список перемикачів, які є кандидатами на відкриття, оновлюється, і описаний вище процес повторюється, доки не будуть розірвані всі цикли, що робить систему розподілу радіальною. В [30] розроблено простий метод реконфігурації системи розподілу для комплексної мінімізації втрат електроенергії. В [31] розглянуто реконфігурацію розподільчих мереж з урахуванням невизначеності доступної інформації внаслідок поширення фотоелектричних станцій. В [32] пропонується модифіковане послідовне відкриття та обмін перемикачем в електричних мережах з розподіленою генерацією, яке виконується за допомогою інструментів MATLAB і MATPOWER.

В [33 – 43] використовували генетичний алгоритм (GA). В [44] був запропонований метод реконфігурації, в основу якого покладено алгоритм розрахунку надійності та витрат на відключення, що базується на моделюванні Монте-Карло та генетичному алгоритмі. С. Н. Lin та інші [45] представили застосування імунного алгоритму для реконфігурації системи розподілу для мінімізації втрат і балансування навантаження у фідерах і трансформаторах. Метод на основі штучної нейронної мережі вперше запропонували Н. Kim та інші [46]. Н. Salazar та інші [47] розширили цей підхід, використовуючи нейронну мережу типу кластеризації, яка потребує меншого навчання та може бути навчена з кращими можливостями узагальнення. Y. J. Hsiao and C. Y. Chen [48] представили застосування еволюційного програмування. Алгоритм пошуку мурашиної колонії також використовувався С. Su та іншими [49]. В [50] пропонується методологія реконфігурації на основі алгоритму мурашиної колонії, яка спрямована на радіальні розподільні мережі із розподіленими генераторами. В [51] представлено новий підхід багатоцільового планування на основі оптимізації роїв частинок для радіальних, так і сітчастих мереж, що включають розподілену генерацію. В [52] представлений метод оптимізації радіальних розподільчих мереж, що включають розподілену генерацію і конденсатори, який заснований на алгоритмі пошуку Tabu. D. Das [53] запропонував

нечіткий багатоцільовий підхід для реконфігурації фідера, який включає евристичну базу правил. Y. Jeon та інші [54] представили застосування методу імітації відпалу для реконфігурації великої розподільної мережі. Y. Chuang та інші [55] запропонували для реконфігурації підхід мережі Петрі. В [56] пропонується модифікований алгоритм моделювання росту рослин для розміщення блоків розподіленої генерації (РГ) з метою зменшення втрат електроенергії при дотриманні експлуатаційних обмежень. Основна перевага цього алгоритму полягає в безперервному пошуку разом зі зміною цільової функції, тому цей метод рекомендовано для програм реального часу.

Для скорочення часу відновлення повністю або частково автоматизованих розподільних мереж, що обладнані перемикачами з дистанційним керуванням, реконфігурація може бути виконана набагато швидше, оскільки їх керування здійснюють з диспетчерського центру. Таким чином, бажано встановити автоматичні перемикачі (реклоузери) замість ручних, щоб уможливити швидке відновлення електропостачання [57].

Більшість існуючих розподільних фідерів є радіальними, що означає, що потік електроенергії завжди йде від трансформатора підстанції вниз за потоком до окремих споживачів. Такий підхід забезпечує відносно просту координацію між захисними пристроями та значну економію коштів. Таким чином, моделювання надійності такого фідера відносно просте. При несправності будь-де на фідері спрацьовує лише один пристрій повторного ввімкнення – як правило, найближчий до несправності, щоб мінімізувати кількість постраждалих споживачів [58]. З іншого боку, якщо на фідері є одна або кілька петель, шляхи змінного струму можуть проходити через несправність у різних частинах фідера. Залежно від місця розташування, напруга на несправність може подаватись з обох сторін, і часто потрібна робота кількох захисних пристроїв.

Розподілена генерація може покращити або погіршити економічні показники електричних мереж. Тому автоматична реконфігурація мереж за

розподіленої генерації є особливо актуальною. Водночас, наявність розподіленої генерації може викликати неузгодженість між повторним увімкненням і захистом [59, 60]. Напруга та струм замикання, які підтримуються джерелами розподіленої генерації, можуть запобігти загасанню дуги замикання, викликаючи повторні замикання, які збільшують навантаження на компоненти мережі та перетворюють тимчасову несправність на постійну. Інжекція реактивної потужності джерелами розподіленої генерації може погіршити координацію захисту [61]. Більше того, повторне увімкнення, яке не збігається по фазі, може серйозно пошкодити пристрої через перенапругу, перевантаження за струмом або великі механічні крутні моменти. Потрібно також звернути увагу на те, що автоматичне повторне увімкнення може покращити показники надійності. Воно особливо ефективне для тимчасових несправностей і менш ефективне для постійних несправностей [62].

1.4 Аналіз можливості застосування пристроїв *Soft Open Point*

Для підвищення надійності та ефективності електричних мереж в закордонній практиці часто використовують гнучкі пристрої оптимізації режимів. До таких засобів можна віднести статичні синхронні компенсатори (*D-STATCOM*) [63 – 69], м'які відкриті точки (*Soft Open Point* або скорочено *SOP*) [70 – 81]. Цей пристрій також називають *Loop Power Controller (LPC)* [81].

Soft Open Point (SOP) – це силові електронні пристрої, встановлені замість нормально відкритих роз'єднувачів в розподільних мережах операторів систем розподілу. *Soft Open Point (SOP)* здатні забезпечувати ефективний перерозподіл активної потужності між фідерами, компенсацію реактивної потужності в кожному з фідерів, з метою зменшення втрат електроенергії та відхилень напруги за нормальних умов роботи мережі, а

також швидко ізоляцію несправності та відновлення електропостачання після усунення пошкодження [70– 72].

Soft Open Point (SOP) реалізується з використанням двох інверторів напруги (*B2B VSC*), що приєднані через реактори або трансформатори до відкритих точок мережі, зі спільним конденсатором в колі постійного струму. З'єднані послідовно через конденсатор з боку постійного струму обидва перетворювачі *VSC* дають змогу формувати напругу бажаної амплітуди та фазним кутом, що дає можливість керувати потоками активної потужності через вставку постійного струму та генерувати реактивну потужність в обидва фідери, а також зменшити коливання та вищі гармоніки напруги за рахунок використання багаторівневих інверторів, що виконані з використанням *IGBT* – модулів у складі *VSC*.

Установка *SOP* у вузлі мережі дає змогу об'єднати переваги, які мають місце під час роботи розподільних мереж в розімкненому та замкненому режимах, і водночас усунути недоліки кожного з них. Замість простого увімкнення/вимкнення комутаційних апаратів у визначених вузлах розподільної лінії, *SOP* дає можливість плавно керувати перетоками активної потужності між частинами розподільної лінії, споживати або генерувати реактивну потужність, регулювати напругу в нормальному режимі, а також здійснювати ізоляцію пошкодження та відновлення електропостачання в аварійних режимах і під час проведення планових робіт. Окрім цього у розподільних мережах за наявності споживачів з різко змінним режимом електроспоживання та розосереджених джерел енергії, у яких вихідна потужність характеризується частими коливаннями, використання відповідних засобів силової електроніки є безумовно доцільним, виходячи, перш за все, з відсутності інерційності керування та комутаційних обмежень [80].

Водночас, наявність одночасно потоків активної та реактивної потужності, необхідність врахування активних і реактивних опорів ліній істотно ускладнює процес регулювання *SOP*.

1.5 Висновки та основні задачі дослідження

Для досягнення прийнятної надійності електропостачання споживачів регулятори комунальних послуг все частіше впроваджують систему винагород/штрафів (*PBR*), яка покликана стимулювати енергопостачальні підприємства підвищувати економічну ефективність і надійність електропостачання на конкурентних ринках генерації, передачі та розподілу.

Система стимулювання надійності *PBR*, наприклад, може включати контроль індексу надійності *SAIDI*. У разі збільшення показника від встановленої межі нараховується штраф за кожну додаткову хвилину. У разі зменшення – нараховується винагорода за кожну додаткову хвилину.

Останнім часом для контролю безперервності електропостачання споживачів в Україні використовують низку показників. Однак стимулювання ОСР в Україні не використовується.

Першочерговою задачею підвищення надійності електричних мереж ОСР є запровадження ефективного регуляторного регулювання та автоматизація їх реконфігурації з урахуванням надійності та економічності їх реалізації. На етапі проектування необхідним є визначення оптимальних місць встановлення секційних апаратів відносно довгих ліній електропередачі, а під час експлуатації необхідно передбачити автоматичну реконфігурацію електричних мереж.

У зв'язку із зростанням навантажень та активним впровадженням відновлюваних джерел енергії в електричних мережах ОСР виникає необхідність їх реконструкції та модернізації. Все частіше в світовій практиці для оптимізації електричних мереж ОСР з відновлюваними джерелами використовують *Soft Open Point (SOP)*, тому розробка принципів їх керування є актуальною задачею.

Задачі, які вимагають першочергового вирішення:

1. Вдосконалити матричний метод для визначення надійності

розгалужених розподільних електричних мереж напругою 10 кВ і визначення місць встановлення секційних апаратів, зокрема, реклоузерів.

2. Вдосконалити методи рекофігурації електричних мереж з можливістю їх автоматизації.

3. Оцінити ефективність застосування *Soft Open Point (SOP)* та розробити принципи їх керування.

РОЗДІЛ 2

МАТРИЧНИЙ МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ

2.1 Визначення показників надійності електропостачання споживачів за параметрами електричних мереж

Визначення показників надійності *SAIFI*, *SAIDI* та *ENS* для споживачів, що живляться від окремих фідерів без їх секціонування, за параметрами ліній електропередачі та трансформаторів здійснюється за такими формулами [11]:

$$\begin{aligned} SAIFI &= \omega_{0Л} L + \omega_T n_T; \\ SAIDI &= \omega_{0Л} L t_{в.Л} + \omega_T n_T t_{л.Т} + \omega_T t_{в.Т} N_{в.Т} / N; \\ ENS &= \omega_{0Л} L t_{в.Л} P_{с.Σ} + \omega_T n_T t_{л.Т} P_{с.Σ} + \omega_T t_{в.Т} P_{с.Т}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

де $\omega_{0Л}$ – питома частота пошкоджень ПЛ 10 кВ (1/на 1 км в рік); L – довжина лінії (км); ω_T – частота пошкоджень розподільних трансформаторів; n_T – кількість розподільних трансформаторів, приєднаних до лінії; $t_{в.Л}$ – середній час відновлення одного стійкого пошкодження лінії (год); $t_{л.Т}$ – середній час локалізації пошкодження трансформатора; $t_{в.Т}$ – середній час відновлення трансформатора; $N_{в.Т}$ – середня кількість вимкнених споживачів, які живляться від одного трансформатора; $P_{с.Σ}$ – середня річна активна потужність навантаження лінії; $P_{с.Т}$ – середня річна активна потужність навантаження одного трансформатора.

Статистичні значення частоти відмов і тривалості відновлення ПЛ 10 кВ, які були отримані більше 50 років тому, становлять: $\omega=0,0764$ 1/(рік на 1 км), $t_{в}=5$ год. Статистичні обстеження останніх років дають різні значення $\omega=0,023...0,20$ 1/(рік на 1 км) та $t_{в}=2...6,5$ год. Так, на основі даних Хмельницького РЕМ нами було отримано 0,11 відмов/рік·км. Середня

частота відмов у [57] приймається рівною 0,18 відмов/рік·км. Час роботи перемикачів з ручним та дистанційним керуванням приймається, відповідно, 60 та 5 хвилин [57]. Крім того, в мережах напругою 10 кВ широко використовують ПЛ з захищеними проводами (ПЛЗ). Вони мають низку переваг порівняно з неізовльованими проводами: ПЛЗ захищені від схльостування, мають високу механічну міцність, на них практично не утворюється ожеледь. Частота відмов ПЛЗ орієнтовно на порядок менша, а тривалість відновлення – вдвічі більша.

Визначимо показники надійності електропостачання споживачів окремої лінії без секціонування довжиною 10 км, до якої приєднано 4 трансформатори з середнім навантаженням кожного 200 кВт:

$$SAIFI = \omega_{0л} L + \omega_T n_T = 0,0764 \cdot 10 + 0,016 \cdot 4 = 0,764 + 0,064 = 0,828 \text{ перерв / спож. в рік};$$

$$SAIDI = \omega_{0л} L t_{в,л} + \omega_T n_T t_{л,Т} + \omega_T t_{в,Т} N_{в,Т} / N = 0,0764 \cdot 10 \cdot 5 + 0,016 \cdot 1 \cdot 4 + 0,016 \cdot 50 \cdot 1/4 = 3,82 + (0,064 + 0,2) = 4,084 \text{ год/ спож. в рік};$$

$$ENS = \omega_{0л} L t_{в,л} P_{с,Σ} + \omega_T n_T t_{л,Т} \cdot P_{с,Σ} + \omega_T t_{в,Т} \cdot P_{СТ} = (0,0764 \cdot 10 \cdot 5 + 0,016 \cdot 1 \cdot 4) \cdot 800 + 0,016 \cdot 50 \cdot 200 = 3056 + (51,2 + 160) = 3267 \text{ кВт·год.}$$

Другий і третій доданки, що характеризують відмови трансформаторів, є постійним порівняно невеликими складниками і вони можуть бути враховані додатково. Тому, в подальшому, надійність електропостачання споживачів визначається на основі врахування лише перших доданків, що характеризують відмови ліній електропередачі.

Розглянемо можливість секціонування лінії з одностороннім живленням. Припустимо лінія розділена на дві ділянки зі встановленням одного реклоузера R1 (рис. 2.1).

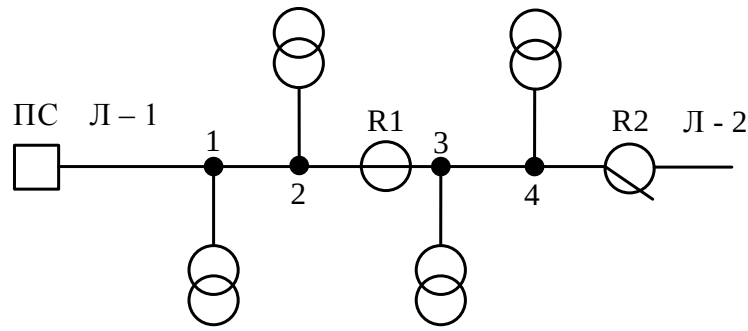


Рисунок 2.1 – Схема повітряної лінії з двома ділянками

У разі секціонування повітряної лінії існує два правила формування формул для визначення надійності: 1) пошкодження на ділянці 1 призведе до знеструмлення всіх споживачів, а пошкодження на ділянці 2 – до знеструмлення споживачів, які від неї живляться, 2) знеструмлення споживачів ділянки 1 відбудеться при пошкодженні на ділянці 1, а споживачів ділянки 2 – при пошкодженні на будь-якій з ділянок.

Із застосуванням цих правил, відповідно, дістають такі формули для визначення показників надійності електропостачання споживачів:

$$\begin{aligned} SAIFI_L &= \omega_{0л} L_1 + \omega_{0л} L_2 N_2/N; \\ SAIDI_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} N_2/N; \\ ENS_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} \cdot P_c + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} \cdot P_{c2}, \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\begin{aligned} SAIFI_L &= \omega_{0л} L_1 N_1/N + \omega_{0л} L N_2/N; \\ SAIDI_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} N_1/N + \omega_{0л} L t_{в.л} N_2/N; \\ ENS_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} \cdot P_{c1} + \omega_{0л} L t_{в.л} P_{c2}. \end{aligned} \quad (2.3)$$

У разі секціонування повітряної лінії 10 кВ з використанням роз'єднувача показники надійності з (2.3) будуть:

$$\begin{aligned} SAIFI_L &= \omega_{0л} L N_1/N + \omega_{0л} L N_2/N; \\ SAIDI_L &= \omega_{0л} (L_1 t_{в.л} + L_2 t_{л.л}) N_1/N + \omega_{0л} L t_{в.л} N_2/N; \\ ENS_L &= \omega_{0л} (L_1 t_{в.л} + L_2 t_{л.л}) \cdot P_{c1} + \omega_{0л} L t_{в.л} \cdot P_{c2}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

У разі секціонування повітряної лінії 10 кВ з використанням реклоузера та використання додаткового реклоузера для живлення від сусідньої лінії, показники надійності можна отримати з (2.2):

$$\begin{aligned} SAIFI_L &= \omega_{0л} L_1 N_1 / N + \omega_{0л} L_2 N_2 / N ; \\ SAIDI_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} N_1 / N + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} N_2 / N ; \\ ENS_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} \cdot P_{c1} + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} \cdot P_{c2}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Припустимо лінія розділена на три ділянки зі встановленням двох реклоузерів R1 та R2 (рис. 2.2).

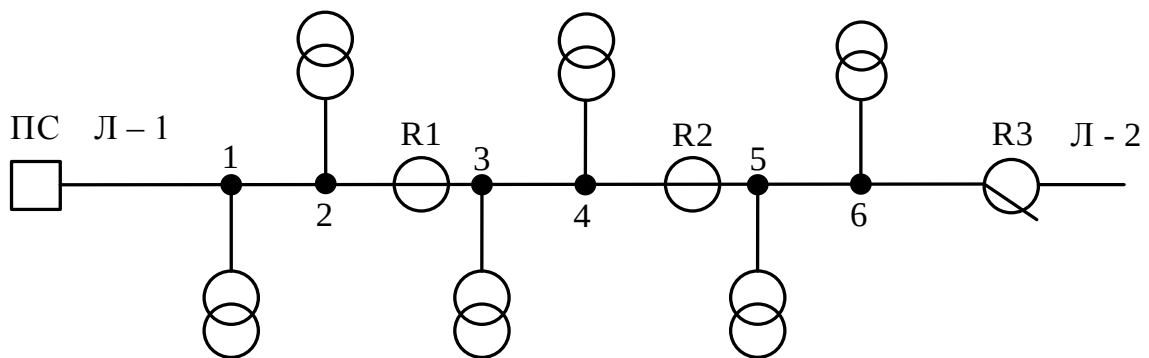


Рисунок 2.2 – Схема повітряної лінії з трьома ділянками

У разі виникнення КЗ на ділянці від головного вимикача до реклоузера R1 електропостачання втрачають всі споживачі. У разі КЗ на ділянці від R1 до R2 знеструмляться тільки споживачі за реклоузером R1, а у разі КЗ на ділянці за R2 живлення збережуть усі споживачі за винятком третьої ділянки. Отже, при послідовному секціонуванні лінії з одностороннім живленням надійність споживачів окремих ділянок тим вища, чим ближче знаходиться споживач до центру живлення.

У разі встановлення двох реклоузерів для секціонування ПЛ 10 кВ показники надійності можна розрахувати за формулами:

$$\begin{aligned}
SAIFI_L &= \omega_{0л} L_1 + \omega_{0л} L_2 (N_2+N_3)/N + \omega_{0л} L_3 N_3/N; \\
SAIDI_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} (N_2+N_3)/N + \omega_{0л} L_3 t_{в.л} N_3/N; \\
ENS_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} \cdot P_c + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} \cdot (P_{c2} + P_{c3}) + \omega_{0л} L_3 t_{в.л} \cdot P_{c3}.
\end{aligned} \tag{2.6}$$

У разі встановлення двох реклоузерів для секціонування ПЛ 10 кВ і ще одного додаткового реклоузера для автоматичного резервування третьої секції ПЛ від сусіднього фідера показники надійності можна розрахувати за формулами:

$$\begin{aligned}
SAIFI_L &= \omega_{0л} L_1 + \omega_{0л} L_2 N_2/N + \omega_{0л} L_3 N_3/N; \\
SAIDI_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} N_2/N + \omega_{0л} L_3 t_{в.л} N_3/N; \\
ENS_L &= \omega_{0л} L_1 t_{в.л} \cdot P_c + \omega_{0л} L_2 t_{в.л} \cdot P_{c2} + \omega_{0л} L_3 t_{в.л} \cdot P_{c3}.
\end{aligned} \tag{2.7}$$

У разі встановлення індикаторів пошуку пошкоджень секціонованої реклоузером лінії з живленням від сусідньої лінії за наявності АВР

$$SAIDI_L = \omega_{0л} t_{в.л} (L_1 N_1 / (\gamma \cdot m_1 + 1) + L_2 N_2 / (\gamma \cdot m_2 + 1)) / N, \tag{2.8}$$

де m_1, m_2 – кількість індикаторів КЗ, відповідно, на першій і другій ділянках лінії; γ – вірогідність визначення пошкоджень на контрольованій ділянці індикаторами КЗ.

2.2 Матричний метод визначення показників надійності розгалужених розподільних електричних мереж

В [82] запропоновано матричні математичні вирази для визначення надійності розподільних електричних мереж напругою 10 кВ.

Вихідними даними для розрахунку надійності окремих ліній (фідерів) розподільних електричних мереж напругою 10 кВ є перша матриця з'єднань

(інциденцій), вектори довжин, кількості споживачів та середніх потужностей навантажень, що записані відносно окремих ділянок лінії та вузлів навантажень.

На першому етапі розраховують матрицю коефіцієнтів струмозподілу (матрицю шляхів). Оскільки перша матриця з'єднань (інциденцій) для розімкненої мережі – квадратна, то матрицю коефіцієнтів струмозподілу (шляхів) можна знайти за формулою:

$$\mathbf{C} = -\mathbf{M}^{-1}. \quad (2.9)$$

За допомогою матриці шляхів визначаються вектори

$$\mathbf{L_p} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{L}; \mathbf{N_p} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{N}; \mathbf{P_p} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{P}, \quad (2.10)$$

які характеризують кумулятивні (від споживачів) довжини, кількість споживачів та потужності навантажень для кожної окремої ділянки лінії. Перші елементи цих векторів характеризують сумарні значення довжин, кількості споживачів та активної потужності навантажень ПЛ (ці величини є характерними для першої ділянки ПЛ), другі елементи цих векторів характерні для другої ділянки ПЛ і т.д.

В подальшому визначають вектори довжин магістралі $\mathbf{L_m}$ та відгалужень $\mathbf{L_v}$, а також кумулятивних значень довжин магістралі $\mathbf{L_{pm}}$ та відгалужень $\mathbf{L_{pv}}$ для кожної окремої ділянки лінії.

Оскільки під час пошуку пошкодження на відгалуженнях, як правило, приходить повертатися за відсутності пошкодження на відгалуженні, то довжину відгалуження слід враховувати з коефіцієнтом два, а приведена довжина лінії буде: $L_{pp} = L_{pm} + 2L_{pv}$. У такому разі вектор приведених довжин ліній, який використовується для визначення тривалості відновлення

пошкодження, визначають за формулою:

$$L_{pp} = L_{pm} + 2L_{pv} \cdot \quad (2.11)$$

Частоту відмов ПЛ 10 кВ в даній роботі прийнято рівною: $\omega=0,0764$ 1/(рік на 1 км), а для аналізу максимальних значень показників відмов ПЛ Хмельницького РЕМ було прийнято 0,11 відмов/рік·км.

Тривалість відновлення $t_{в.л}$ залежить від довжини лінії та інших факторів. Наприклад, тривалість відновлення $t_{в.л}$ може залежати від часу доїзду t_d до початку лінії, тривалості ремонту t_p і тривалості пошуку пошкодження $\Delta t \cdot L_{pp}$:

$$t_{в.л} = t_d + t_p + \Delta t \cdot L_{pp}, \quad (2.12)$$

де Δt – час пересування оперативно-виїздної бригади (ОВБ) вздовж лінії довжиною 1 км; L_{pp} – приведена довжина лінії.

Середня тривалість відновлення ПЛ довжиною 12 км приймається рівною: $t_{в.л} = 5$ год. Для врахування різної довжини ПЛ тривалість відновлення $t_{в.л}$ ПЛ різної довжини пропонується визначати за формулою

$$t_{в.л} = t_d + t_p + t_{под} + \frac{\Delta t_{пош} \cdot L_{pp1}}{k_{под} + 1}, \quad (2.13)$$

де $t_{под}$ – час, необхідний для поділу ПЛ; $\Delta t_{пош}$ – час пошуку пошкодження на ділянці ПЛ довжиною 1 км; L_{pp1} – повна приведена довжина ПЛ; $k_{под}$ – кількість поділів ПЛ навпіл.

Відповідно до аналізу аварійних відключень ПЛ-10, наданих Хмельницькобленерго, було виділено стійкі пошкодження, тривалість яких перевищує 60 хв. До уваги не брались пошкодження тривалістю менше 60 хв, оскільки:

1) не на всіх ПЛ-10 кВ наявне АПВ, відповідно до цього неясно чи черговий персонал або ОВБ реалізували повторне успішне ввімкнення;

2) відбувалося аварійне вимкнення всіх ПЛ відповідної підстанції (припускалось, що вимкнення відбулося через аварію на ПС чи на ПЛ 35-110 кВ).

Кількість вимкнень, тривалість яких перевищує 60 хв, приймаємо як стійке пошкодження лінії. Відповідно до цього міркування було виділено 109 аварійних вимкнень.

Середньостатистичне значення частоти відмов у такому випадку складає:

$$\omega = \frac{N_{\text{відк}}}{\sum L} = \frac{109}{962,1} = 0,11 \text{ од/км в рік,}$$

де $N_{\text{відк}}$ – кількість стійких пошкоджень ліній;

$\sum L$ – загальна довжина ПЛ-10 кВ.

Відповідно до статистичних даних середнє значення частоти відмов становить 0,076 1/км в рік.

Середньостатистичне значення часу відновлення одного стійкого пошкодження лінії:

$$t_{\text{в.л}} = \frac{\sum T}{N_{\text{відк}}} = \frac{29228}{109} = 269 \text{ хв,}$$

де $\sum T$ – загальна тривалість відключення; $N_{\text{відк}}$ – загальна кількість стійких пошкоджень.

Відповідно до статистичних даних дане значення становить 5 год=300 хв.

Для підвищення точності розрахунку загальний час відновлення електропостачання було розділено на три складові:

- очікування готовності ОВБ (прийнято тривалість доїзду від Хмельницького РЕМ до ПС, від якої живиться ПЛ-10 кВ);
- пошук місця пошкодження;
- безпосередньо виконання ремонтно-відновлювальних робіт.

Відповідно до розташування ПС та місця перебування ОВБ (Хмельницький РЕМ) було розраховано тривалість доїзду до початку кожної ПЛ-10 (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Відстань до підстанцій та час приїзду ОВБ від РЕМ до ПС

Назва ПС	Відстань до ПС, км	Час доїзду до ПС, хв
110/10кВ Аеропорт	11,1	13
110/10кВ Заріччя	9,3	24,7
110/10кВ Моломолинці	35,7	52
110/10кВ Педоси	22,9	31,2
110/35/10кВ Гелетинці	26,4	29,9
110/35/10кВ Івашківці	30,3	33,8
110/35/10кВ Ч.Острів	21,2	31,2
330/110/10кВ Хмельницька	0	0
35/10кВ Богданівці	29	31,2
35/10кВ Гвардійськ	23	29,9
35/10кВ Л.Гринівці	13,4	29,9
35/10кВ Пирогівці	25,6	44,2
35/10кВ Ружичанка	15	18,2
35/10кВ Скібнево	18,3	36,4
35/10кВ Черепова	18,7	36,4
Середнє значення	19,9	29,5

Середній час виконання ремонтно-відновлювальних робіт одного стійкого пошкодження ПЛ-10 кВ становить 60 хв.

Розрахунок часу пошуку пошкодження:

$$\Delta t_{\text{пош}} = \frac{t_{\text{в.л}} - 30 - 60}{L_{\text{сер}}} = 15 \text{ хв/км},$$

де $L_{\text{сер}}$ – середня довжина фідера.

Таблиця 2.2 – Складові загального часу відновлення електропостачання

Складова	Значення	Розмірність
Швидкість пошуку місця пошкодження	15	хв/км
Безпосередньо виконання ремонтно-відновлювальних робіт	60	хв
Очікування готовності ОВБ (тривалість доїзду до ПС)	30	хв

Отже, час відновлення одного стійкого пошкодження лінії $t_{\text{в.л}}$ в залежності від її довжини L можна визначити за виразом:

$$t_{\text{в.л}}(L) = t_{\text{д}} + t_{\text{р}} + \Delta t_{\text{пош}} L .$$

Результати порівняльних розрахунків індексу *SAIDI* наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Порівняльні результати розрахунків індексу SAIDI

Диспетчерський № ПЛ-10 кВ	Кількість споживачів, од	Довжина фідера, м	Розрахункове (з урахуванням середнього часу відновлення)		Розрахункове (з урахуванням залежності часу відновлення від довжини фідера)	
			N·SAIDI, од·хв	SAIDI, хв	N·SAIDI, од·хв	SAIDI, хв
Ф-11	1616	44674	2155588,31	1333,90	3156622,61	1953,36
Ф-73	1863	38518	2145705,82	1151,75	2776277,56	1490,22
Ф-61	2457	31650	2330522,24	948,52	2573243,28	1047,31
Ф-63	846	46968	1185908,52	1401,78	1812075,36	2141,93
Ф-62	1463	30880	1354356,45	925,74	1466667,57	1002,51
Ф-284	1229	30376	1119404,96	910,83	1196689,88	973,71
Ф-60	756	31025	703102,49	930,03	764217,16	1010,87
Ф-25	688	24579	508633,32	739,29	462766,95	672,63
Ф-28	546	27466	450296,54	824,72	445339,47	815,64
Ф-5	647	23724	461953,57	713,99	409493,83	632,91
Ф-14	670	22583	455754,75	680,23	389800,04	581,79
Ф-105	528	25795	409344,70	775,27	386066,83	731,19
Ф-22	424	28471	362289,72	854,46	368308,37	868,65
Ф-37	514	22350	346094,96	673,34	293810,66	571,62
Ф-95	403	24099	292211,03	725,09	262023,30	650,18
Ф-35	725	16745	367926,30	507,48	256536,10	353,84
Ф-27	715	16165	350580,48	490,32	239001,23	334,27
Ф-81	373	23770	266827,15	715,35	236861,58	635,02
Ф-83	478	20525	296042,01	619,33	236618,31	495,02
Ф-106	518	18810	294528,53	568,59	221726,94	428,04
Ф-54	569	17421	300140,32	527,49	214717,20	377,36
Ф-235	940	12668	363635,35	386,85	214323,13	228,00
Ф-42	396	21120	252228,56	636,94	205677,20	519,39

2.3 Алгоритм визначення місць встановлення реклоузерів

Розглянемо алгоритм визначення показників надійності на прикладі простої розгалуженої мережі (рис. 2.3).

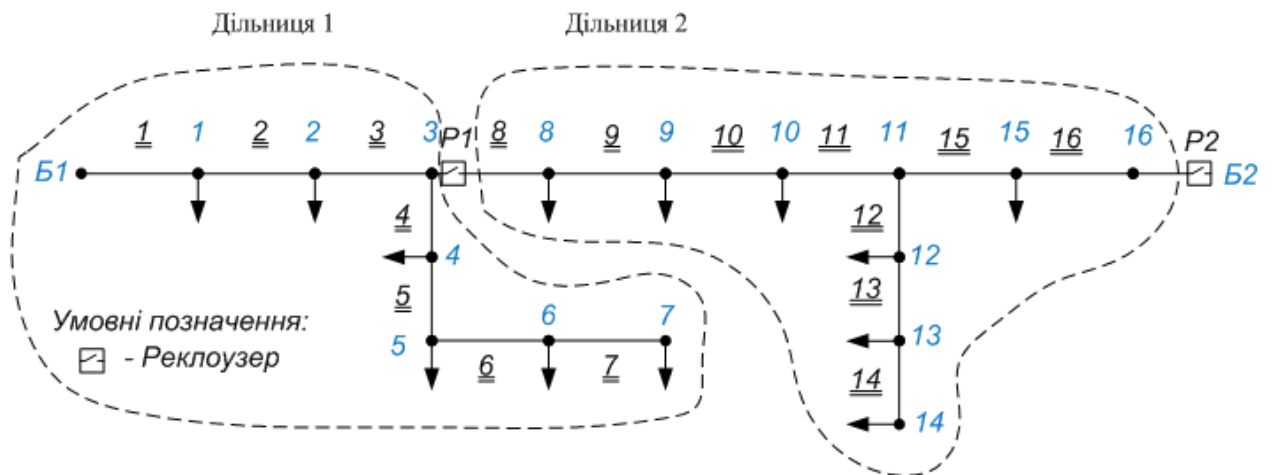


Рисунок 2.3 – Пояснювальна схема розрахунку показників надійності при встановленні реклоузерів

У разі відсутності секціонування пошкодження на будь-якій ділянці приводить до вимкнення захисного апарату на початку фідера і всі споживачі лінії втрачають живлення. Для локалізації пошкодження на фідер виїжджає оперативно-виїзна бригада, і шляхом послідовних переїздів та перемикачів роз'єднувачів вручну виділяється пошкоджену ділянку мережі та локалізують її. Після цього виконуються ремонтні роботи.

У разі встановлення одного реклоузера Р1 для секціонування ПЛЕП 10 кВ (рис. 2.3) пошкодження на ділянці 1 призведе до знеструмлення всіх споживачів, а пошкодження на ділянці 2 – до знеструмлення лише тих споживачів, які живляться від ділянці 2. Показники надійності можна розрахувати за формулами (2.2).

У разі встановлення одного реклоузера Р1 для секціонування ПЛЕП та одного реклоузера Р2 для автоматичного введення резерву від сусідньої ПЛ, то пошкодження на окремій ділянці призведе до знеструмлення

споживачів, які вона живить. Тоді вирази для розрахунку показників надійності набувають вигляду (2.5).

Оскільки в Україні оператори систем розподілу використовують прикладне програмне забезпечення для розрахунку втрат електроенергії РАО ТВ, яке базується на використанні вузлового рівняння в матричній формі, то в них наявні закодовані матриці з'єднань ПЛЕП, які описують конфігурацію мереж. Ці дані можна використати для знаходження матриці шляхів і в використати їх для знаходження кількості споживачів та довжини ліній електропередач які відносяться до відповідних ділянок [82].

За допомогою матриці шляхів визначаються вектори (2.10), які характеризують кумулятивні (від споживачів) довжини, кількість споживачів та потужності.

Кумулятивні довжини можна використати для знаходження довжин, кількості споживачів та середньої потужності відповідних ділянок. Для прикладу перший елемент L_{p1} вектора $\mathbf{L}_p$ відповідає загальній довжині фідера, а L_{p8} – другої, тобто $L_2 = L_{p8}$. Довжину першої ділянки ПЛ від початку фідера до реклоузера можна визначити з виразу $L_1 = (L_{p1} - L_{p8})$.

Вирази (2.2) в залежності від визначених довжин ПЛ, які входять до певної ділянки, набувають вигляду:

$$\begin{aligned} SAIFI_L &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{p8}) + \omega_{0л} \cdot L_{p8} \cdot (N_{p8}) / N_{p1}; \\ SAIDI_L &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{p8}) \cdot t_{в.л} + \omega_{0л} \cdot L_{p8} \cdot t_{в.л} \cdot (N_{p8}) / N_{p1}; \\ ENS_L &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{p8}) \cdot t_{в.л} \cdot P_{p1} + \omega_{0л} \cdot (L_{p8}) \cdot t_{в.л} \cdot P_{p8}, \end{aligned} \quad (2.14)$$

а вирази (2.5):

$$\begin{aligned} SAIFI_L &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{p8}) \cdot (N_{p1} - N_{p8}) / N_{p1} + \omega_{0л} \cdot L_{p8} \cdot (N_{p8}) / N_{p1}; \\ SAIDI_L &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{p8}) \cdot t_{в.л} \cdot (N_{p1} - N_{p8}) / N_{p1} + \omega_{0л} \cdot L_{p8} \cdot t_{в.л} \cdot (N_{p8}) / N_{p1}; \\ ENS_L &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{p8}) \cdot t_{в.л} \cdot P_{p1} + \omega_{0л} \cdot (L_{p8}) \cdot t_{в.л} \cdot P_{p8}. \end{aligned} \quad (2.15)$$

У випадку встановлення тільки реклоузера для секціонування (без АВР) у вітці k , достатньо побудувати функцію показників від номеру вітки:

$$\begin{aligned} SAIFI_{Lk} &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{pk}) \cdot N_{p1} / N_{p1} + \omega_{0л} \cdot L_{pk} \cdot (N_{pk}) / N_{p1}; \\ SAIDI_{Lk} &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{pk}) \cdot t_{в.л} N_{p1} / N_{p1} + \omega_{0л} \cdot L_{pk} \cdot t_{в.л} (N_{pk}) / N_{p1}; \quad (2.16) \\ ENS_{Lk} &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{pk}) \cdot t_{в.л} \cdot P_{p1} + \omega_{0л} \cdot (L_{pk}) \cdot t_{в.л} \cdot P_{pk}, \end{aligned}$$

де k – номер вітки, в якій встановлюється реклоузер для секціонування лінії.

У випадку встановленні реклоузера $P1$ для секціонування, та реклоузера $P2$ для АВР від суміжної пінії, необхідно розглядати два випадки. У першому випадку $P1$ припадає на відгалуження (вітки 4, 5, 6, 7, 12, 13, 14) і тоді можна використати вирази (2.16). У другому випадку $P1$ припадає на головну магістраль (вітки 1, 2, 3, 8, 9, 10, 11, 15, 16) і тоді вирази для визначення показників надійності набувають вигляду:

$$\begin{aligned} SAIFI_{Lk} &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{pk}) \cdot (N_{p1} - N_{pk}) / N_{p1} + \omega_{0л} \cdot L_{pk} \cdot (N_{pk}) / N_{p1}; \\ SAIDI_{Lk} &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{pk}) \cdot t_{в.л} (N_{p1} - N_{pk}) / N_{p1} + \omega_{0л} \cdot L_{pk} \cdot t_{в.л} (N_{pk}) / N_{p1}; \quad (2.17) \\ ENS_{Lk} &= \omega_{0л} \cdot (L_{p1} - L_{pk}) \cdot t_{в.л} \cdot (P_{p1} - P_{pk}) + \omega_{0л} \cdot (L_{pk}) \cdot t_{в.л} \cdot P_{pk}. \end{aligned}$$

Для визначення головної магістралі пропонується застосувати формулу:

$$\mathbf{G} = \mathbf{C} \cdot \delta_m, \quad (2.18)$$

де δ_m – стовпцева нульова матриця із одиничним коефіцієнтом у вузлі встановлення реклоузера для АВР (вузол 16).

Для визначення приналежності реклоузера до магістралі достатньо

провести перевірку. Якщо $G_k = 1$, то використовуємо вирази (2.17) в іншому випадку ($G_k = 0$) – вирази (2.16).

Тоді алгоритм визначення місць встановлення реклоузерів набуває вигляду, що показаний на рис. 2.4 [83].

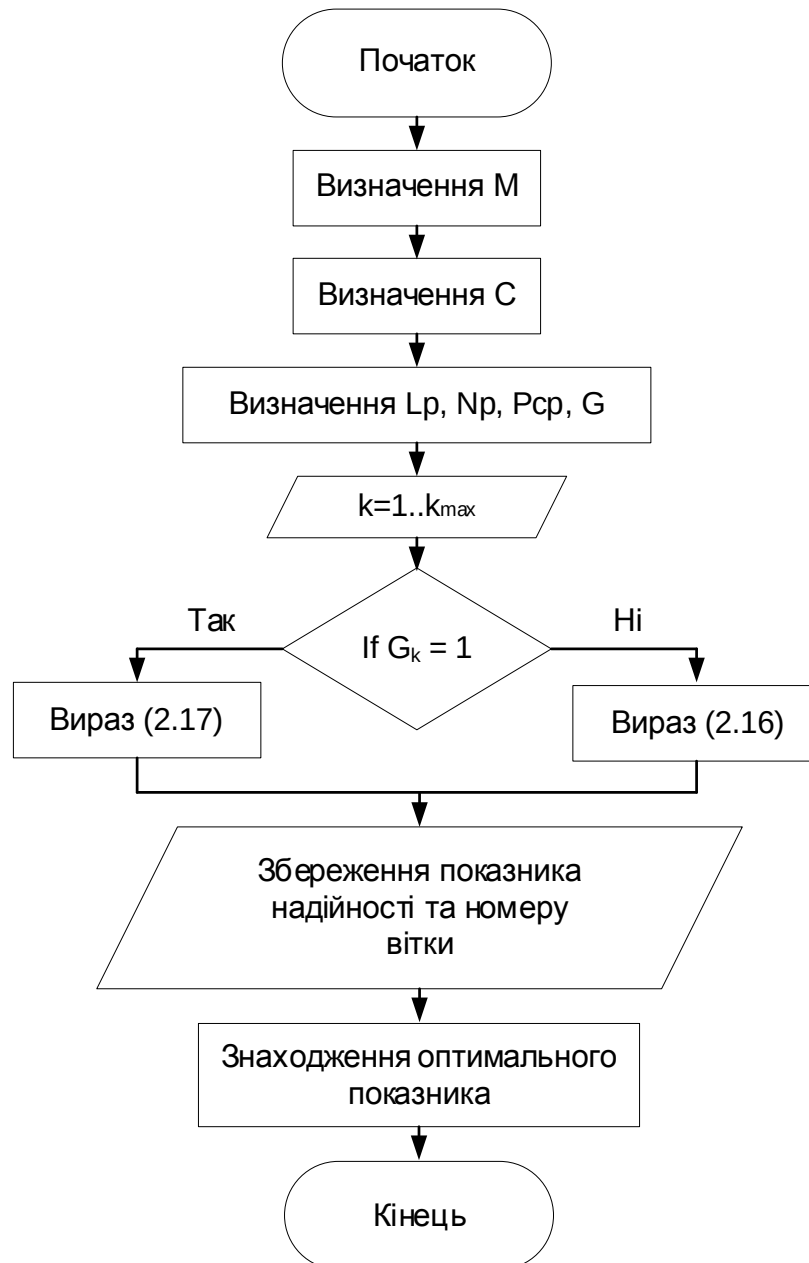


Рисунок 2.4 – Алгоритм визначення місць встановлення реклоузера

2.4 Приклади визначення місць встановлення реклоузерів

Даний алгоритм було застосовано для вибору оптимального місця розташування реклоузера на ПЛ-10 кВ Ф-5 Хмельницького РЕМ, загальною протяжністю 23 км (рис. 2.5) [83].

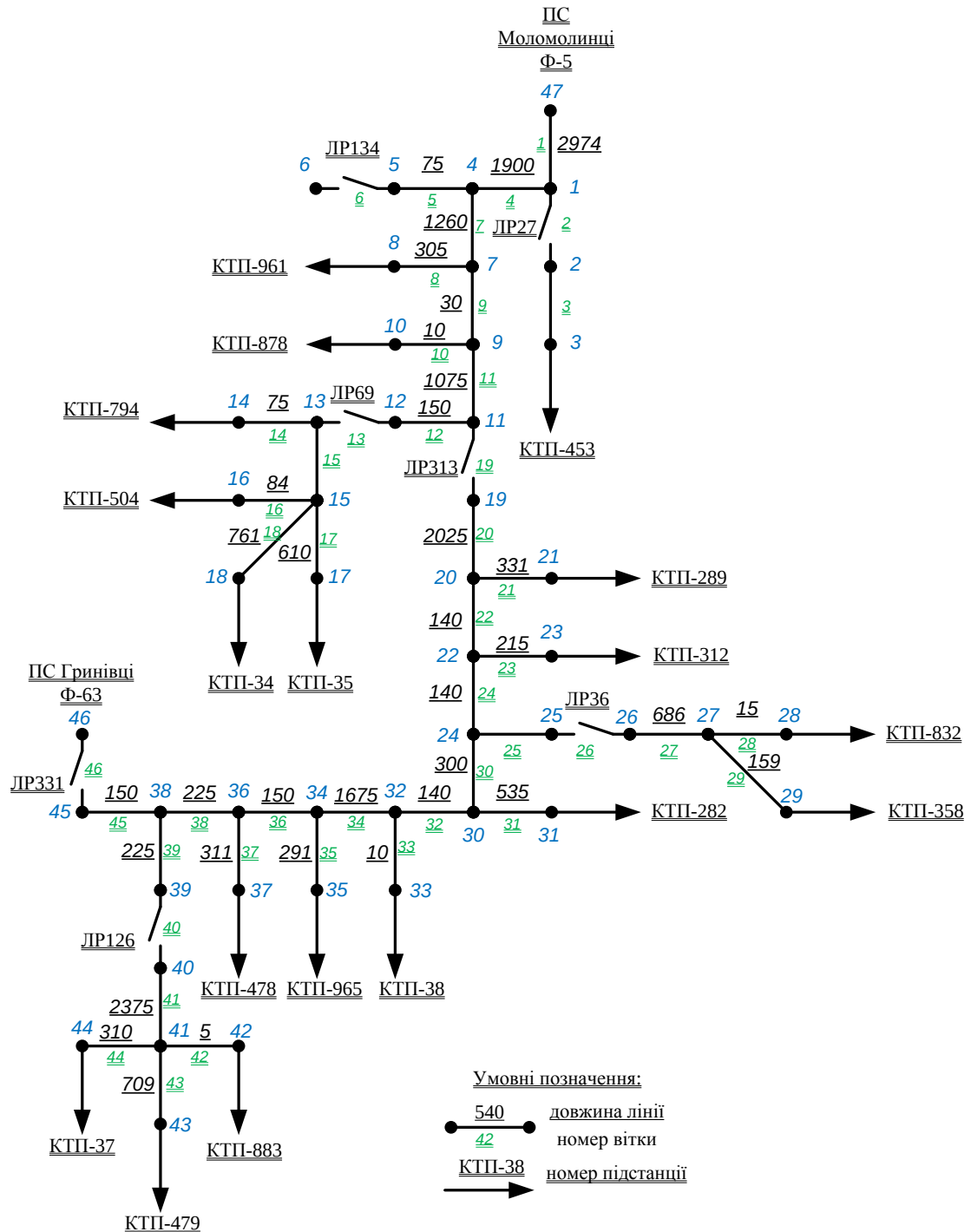


Рисунок 2.5 – Схема ПЛ-10 кВ Ф-5 Хмельницького РЕМ

В табл. 2.4 наведені кількість споживачів та середньорічне навантаження. Конфігурація мережі та довжини ліній наведені на рис. 2.4. Частоту відмов ПЛ 10 кВ прийнято рівною: $\omega=0,11$ 1/(рік на 1 км), а середню тривалість відновлення ПЛ: 269 хв [82]. За даних умов початкове значення показника *SAIDI* становить 714 хв, а *ENS*=1463 кВт·год.

Таблиця 2.4 – Вихідні дані ПЛ-10 кВ Ф-5 Хмельницького РЕМ

Номер ТП	N , шт	P_c , кВт	Номер ТП	N , шт	P_c , кВт
КТП-453	1	2,20	КТП-832	4	1,83
КТП-878	1	0,11	КТП-358	10	6,04
КТП-794	4	0,00	КТП-282	62	10,69
КТП-504	24	4,87	КТП-38	89	16,48
КТП-34	128	17,06	КТП-478	39	4,66
КТП-35	94	19,93	КТП-883	4	8,82
КТП-289	64	15,25	КТП-479	74	12,00
КТП-312	5	0,00	КТП-37	43	6,09

Побудуємо графіки залежностей значень *SAIDI* та *ENS* від місця розташування реклоузера (рис. 2.6).

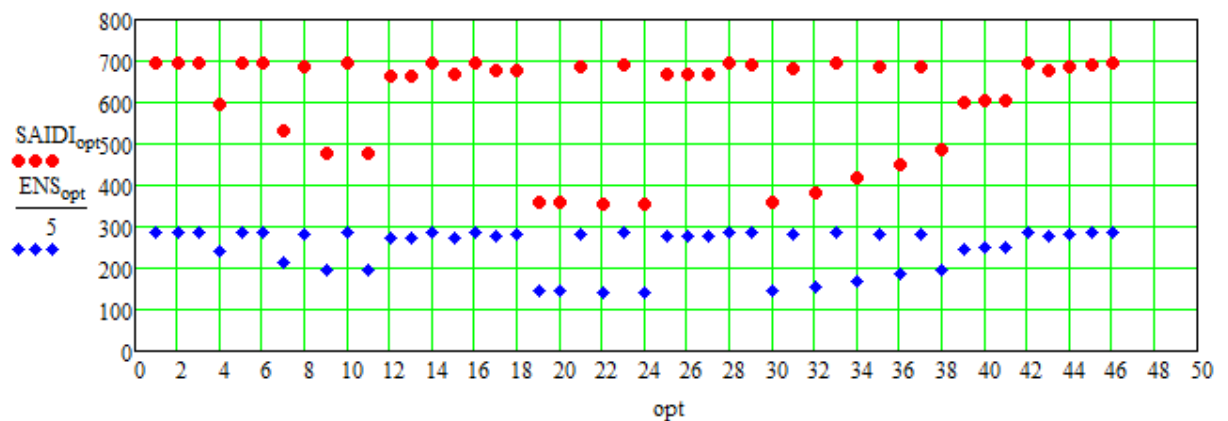


Рисунок 2.6 – Графік залежності *SAIDI* та *ENS* від вітки в якій встановлено реклоузер

Як видно з графіка, оптимальними місцями встановлення є вітки 19, 20, 22, 24 та 30. Оптимальними місцями встановлення реклоузера по цільовому показнику *SAIDI* становить вітка 22, а по *ENS* – вітка 24. При встановленні реклоузера у вітці 22 значення *SAIDI* = 353 хв, *ENS* = 713 кВт·год, а при встановленні у вітці 22 *SAIDI* = 354,2 хв, *ENS* = 711 кВт·год.

Отже, встановлення одного реклоузера для секціонування ПЛ зменшує показники надійності практично вдвічі.

Розглянемо застосування розробленого методу на прикладі ПЛ Ф-11 Хмельницького РЕМ, яка характеризується досить великою загальною протяжністю 44,68 км, з сумарною протяжністю магістралі $L_{pm}=22,15$ км і сумарною протяжністю відгалужень $L_{pv}=22,53$ км).

В табл. 2.5 наведені результати розрахунків *SAIDI* та *ENS* для вихідної схеми ПЛ Ф-11 без поділу лінії, з поділом лінії навпіл та з поділом лінії на чотири частини з використанням роз'єднувачів [82].

Таблиця 2.5 – Розрахункові значення *SAIDI* та *ENS* для ПЛ Ф-11 без поділу лінії, з поділом лінії навпіл та з поділом лінії на чотири частини з використанням роз'єднувачів

ПЛ Ф-11	Без поділу лінії	З поділом лінії навпіл	З поділом лінії на чотири частини
<i>SAIDI</i> , хв	3776	2167	1413
<i>ENS</i> , кВт·год	27110	15550	10140

Показник *SAIDI* для вихідної схеми ПЛ визначається за формулою:

$$SAIDI_L = \omega \cdot L_{p1} \cdot t_{в.л}(k_{под}, L_{pp1}), \quad (2.19)$$

Кількість недовідпущеної споживачам електроенергії *ENS* для вихідної схеми ПЛ визначається за формулою:

$$ENS_L = \omega \cdot L_{p1} \cdot t_{в.л}(k_{под}, L_{pp1}) \cdot P_{p1} / 60, \quad (2.20)$$

Частоту відмов ПЛ 10 кВ прийнято рівною: $\omega=7,64$ 1/(рік на 100 км), а середню тривалість відновлення ПЛ довжиною 12 км рівною: $t_{в.л} = 5$ год [82]. Для врахування різної довжини ПЛ тривалість відновлення $t_{в.л}$ ПЛ різної довжини пропонується визначати за формулою (2.13).

Як впливає з табл. 2.2, навіть у разі поділу лінії на чотири частини ($k_{под} = 2$) і використання двох повторних перемикачів роз'єднувачами надійність є недостатньою (для сільських мереж показник SAIDI не повинен перевищувати 300 хв).

В табл. 2.6 наведені результати розрахунків SAIDI та ENS у разі встановлення реклоузерів для секціонування ПЛ Ф-11 і автоматичного резервного ввімкнення від сусідньої ПЛ. Тут також наведені значення показників SAIDI та ENS у разі встановлення індикаторів КЗ (вірогідність γ визначення пошкоджень на контрольованій ділянці індикаторами КЗ прийнято $\gamma=0,75$).

Таблиця 2.6 – Розрахункові значення SAIDI та ENS для секціонованої реклоузерами ПЛ Ф-11 і автоматичного резервного ввімкнення від сусідньої ПЛ

ПЛ Ф-11	2 секції	2 секції та 2 індикатори	3 секції	3 секції та 3 індикатори	3 секції та 6 індикаторів
SAIDI, хв	966	624	500	336	270
ENS, кВт·год	6456	4187	3604	2422	1950

Показник SAIDI для секціонованої одним реклоузером (2 секції) ПЛ з її резервуванням, яке здійснюється шляхом увімкнення другої секції до сусідньої ПЛ, визначається за формулою:

$$\begin{aligned}
SAIDI_k = & \omega \cdot \left[L_{pk} \cdot t_{в.л}(0, L_{ppk}) \right] \frac{N_{pk}}{N_{p1}} + \\
& + \omega \cdot \left[(L_{p1} - L_{pk}) \cdot t_{в.л}(0, (L_{pp1} - L_{ppk})) \right] \frac{N_{p1} - N_{pk}}{N_{p1}},
\end{aligned} \tag{2.21}$$

де k – вузол встановлення реклоузера для секціонування.

Показник SAIDI для секціонованої двома реклоузерами (3 секції) ПЛ з її резервуванням, яке здійснюється шляхом увімкнення третьої секції до сусідньої ПЛ, визначається за формулою:

$$\begin{aligned}
SAIDI_{r,s} = & \omega \cdot \left[L_{pr} \cdot t_{в.л}(0, L_{ppr}) \right] \frac{N_{pr}}{N_{p1}} + \\
& + \omega \cdot \left[(L_{ps} - L_{pr}) \cdot t_{в.л}(0, (L_{pps} - L_{ppr})) \right] \frac{N_{ps} - N_{pr}}{N_{p1}} + \\
& + \omega \cdot \left[(L_{p1} - L_{ps}) \cdot t_{в.л}(0, (L_{pp1} - L_{pps})) \right] \frac{N_{p1} - N_{ps}}{N_{p1}},
\end{aligned} \tag{2.22}$$

де r, s – вузли встановлення двох реклоузерів для секціонування.

Як впливає з табл. 2.3, у разі використання одного реклоузера для секціонування і одного – для забезпечення резервування надійність ПЛ Ф-11 буде недостатньою. У разі використання двох реклоузерів для секціонування і одного для забезпечення резервування показники SAIDI та ENS істотно зменшуються. Для досягнення достатнього рівня надійності необхідним є встановлення шести індикаторів КЗ.

Однак використання таких протяжних фідерів через складність секціонування, вочевидь, є недоцільним. Це вимагає попередньої реконфігурації електричних мереж.

Оптимальні значення показників надійності наведено в табл. 2.7 і 2.8.

Таблиця 2.7 – Значення SAIDI (ENS) після встановлення реклоузерів

№ лінії	Кількість споживачів, од	Довжина фідера, м	Розрахункове N-SAIDI, од·хв	Розрахункове ENS, кВт·год/рік	Розрахункове SAIDI, хв	Місце встановлення			Оптимальне N-SAIDI, од·хв	Оптимальне ENS, кВт·год/рік	Оптимальне SAIDI, хв
						Лінійний 1	Лінійний 2	Резервування			
Ф-11	1616	44674	2155744	9577	1334	ЛР50	оп. 451-454	ЛР115(Ф-60)	563984	2511	349
Ф-73	1863	38518	2084697	10030	1119	оп.103-106	ЛР228	ЛР227 (Ф-284)	503010	2697	270
Ф-61	2457	31650	2329236	9222	948	оп. 152-158	оп.290-294	ЛР248(Ф-196)	658476	2656	268
Ф-63	846	46968	1153098	10500	1363	оп.105-144	ЛР177	ЛР185 (Ф-62)	260568	2763	308
Ф-62	1463	30880	1353275	6699	925	оп.108-132	ЛР25	ЛР185(Ф-63)	228228	3424	156
Ф-284	1229	30376	1119619	4366	911	ЛР288	-	ЛР227 (Ф-73)	378532	2178	308
Ф-60	756	31025	764217.72	5838	1010.87	оп.19-26	оп.180-198	ЛР115(Ф-11)	216216	2063	286
Ф-25	688	24579	508432	2966	739	оп.310-341	-	-	286896	1574	417
Ф-5	647	23724	461958	1500	714	ЛР313	-	ЛР331(Ф-63)	151398	464	234
Ф-14	670	22583	455600	2050	680	оп.58-102	-	ЛР147(Ф-13)	140030	1510	209
Ф-28	546	27466	449904	909	824	ЛР197	-	-	206388	435	378
Ф-105	528	25795	409200	1282	775	оп.118-140	-	-	212256	686	402
Ф-22	424	28471	348952	1094	823	оп.236-239	-	-	209880	613	495
Ф-37	514	22350	345922	1318	673	ЛР261	-	ЛР-60(Ф-94)	110510	389	215
Результуючі показники						27 шт			10322148	23963	342

Таблиця 2.8 – Значення SAIDI (ENS) після встановлення індикаторів КЗ

Параметри ліній			з реклоузерами			кількість індикаторів			з індикаторами		
№ лінії	Кількість споживачів, од.	Довжина фідера, м	Оптимізаційне N-SAIDI, од·хв	Оптимізаційне ENS, кВт·год/рік	Оптимізаційне SAIDI, хв				Оптимальне N-SAIDI, од·хв	Оптимальне ENS, кВт·год/рік	Оптимальне SAIDI, хв
Ф-11	1616	44674	563984	2511	349	2	2	1	353904	1630	219
Ф-73	1863	38518	503010	2697	270	2	2	2	324162	1633	174
Ф-61	2457	31650	658476	2656	268	3	3	1	439803	1632	179
Ф-63	846	46968	260568	2763	308	2	1	0	179352	2125	212
Ф-62	1463	30880	228228	3424	156	2	2	0	203357	1649	139
Ф-284	1229	30376	378532	2178	308	2	1		231052	911	188
Ф-60	756	31025	216216	2063	286	0	1	1	130788	1023	173
Ф-25	688	24579	286896	1574	417	2	2		189888	1076	276
Ф-5	647	23724	151398	464	234	1	1		114519	489	177
Ф-14	670	22583	140030	1510	209	2	0		131990	763	197
Ф-28	546	27466	206388	435	378	2	2		181818	294	333
Ф-105	528	25795	212256	686	402	3	1		135168	454	256
Ф-22	424	28471	209880	613	495	4	2		124232	371	293
Ф-37	514	22350	110510	389	215	1	1		84810	317	165
Результуючі показники						54 шт			9041504.859	14367	299

2.5 Висновки до розділу 2

1. Для визначення показників надійності електропостачання споживачів використовують статистичні дані відмов ліній електропередачі та трансформаторів, які мають певний розкид значень. Тому оцінювання повинно виконуватись як для середніх, так і для максимальних значень. На основі розрахунку показників надійності електропостачання споживачів окремої лінії показано, що для їх оцінювання можна врахувати лише показники відмов ліній електропередачі.

2. Запропоновано матричний метод аналізу надійності, в основу якого покладено використання матриці шляхів. Метод дозволяє врахувати приналежність окремих ділянок ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх диференційованого впливу на показники надійності.

За допомогою матричного методу можна легко автоматизувати процес розрахунку надійності для великих і складних розгалужених мереж. Це суттєво спрощує і прискорює процес прийняття рішень щодо встановлення реклоузерів або інших елементів, тоді як інші методи часто вимагають більше ручної праці та складних розрахунків.

Матричний метод можна адаптувати для різних типів мереж і конфігурацій, що робить його універсальним інструментом для операторів систем розподілу.

Матричний метод дозволяє ідентифікувати слабкі місця мережі та передбачити, які ділянки можуть бути найбільш вразливими до відмов. Завдяки цьому оператори можуть планувати оптимальні стратегії обслуговування та ремонтів, запобігаючи аваріям до їх виникнення.

Розрахунки показують, що встановлення оптимальної кількості реклоузерів та індикаторів пошкоджень дозволяє значно підвищити надійність мережі без значних інвестицій у реконструкцію всієї системи. Це

важливо в умовах обмежених коштів на модернізацію, коли необхідно досягти максимального ефекту з мінімальними витратами.

3. Запропоновано алгоритм вибору місця розташування реклоузерів якій базується на матричному методу розрахунку. В деяких операторів системи розподілу наявні закодовані конфігурації своїх мереж які вони використовують для розрахунку втрат електроенергії, даний алгоритм на основі цієї інформації дає змогу автоматизувати та значно пришвидшити процес розрахунку. На основі алгоритму оптимізації можна визначити найкращі місця для встановлення реклоузерів з метою мінімізації показників *SAIDI* та *ENS*. Графіки та розрахунки демонструють, що правильно встановлений реклоузер може зменшити показники надійності практично вдвічі. У разі великих протяжностей ліній, встановлення кількох реклоузерів та індикаторів пошкоджень дозволяє суттєво покращити надійність електропостачання.

4. Наведено приклади з реальних електричних мереж, таких як Ф-5 і Ф-11 Хмельницького РЕМ. Встановлення одного реклоузера на мережу Ф-5 зменшило *SAIDI* вдвічі, тоді як поділ мережі Ф-11 на три секції з реклоузерами та автоматичним резервуванням забезпечили покращення показників надійності в декілька разів. Розрахунки показують, що встановлення оптимальної кількості реклоузерів та індикаторів пошкоджень дозволяє значно підвищити надійність мережі без значних інвестицій у реконструкцію всієї системи. Це важливо в умовах обмежених бюджетів на модернізацію, коли необхідно досягти максимального ефекту з мінімальними витратами.

РОЗДІЛ 3

РЕКОНФІГУРАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ

3.1 Основи реконфігурації окремого фідера електричної мережі

Під час реконфігурації окремих фідерів необхідно вибрати дерево фідера, яке забезпечить мінімальні значення показників надійності та/або втрат електроенергії чи потужності. Таке дерево безпосередньо впливає із матриці базисних перерізів. Однак таку матрицю досить складно виділити із сукупності всіх матриць перерізів. В даній роботі для визначення матриці базисних перерізів використано другу матрицю з'єднань (інциденцій).

Друга матриця з'єднань (інциденцій). В основу реконфігурації окремих фідерів електричної мережі в даній роботі використано матрицю з'єднань віток в незалежні контури – другу матрицю інциденцій.

Друга матриця інциденцій $\mathbf{N}$ складається з елементів N_{ij} , які приймають значення: 1, -1, 0 і характеризують належність віток графа до даного контуру. Якщо j -вітка входить в i -контур і їх напрямки збігаються, то $N_{ij}=1$, якщо входить, але напрямки протилежні, то $N_{ij}=-1$, а якщо вітка не належить даному контуру, то $N_{ij}=0$.

Незалежний контур – це такий контур, для якого рівняння другого закону Кірхгофа не може бути отримано у вигляді лінійної комбінації з рівнянь інших, уже вибраних, контурів. Контур, в який входить лише одна хорда, є незалежним. Напрямок обходу контуру вибирають за напрямком хорди.

Оскільки мережа (див. рис. 3.1) має два незалежних контури і шість віток, то матриця $\mathbf{N}$ матиме розмірність 2×6 :

$$\mathbf{N} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

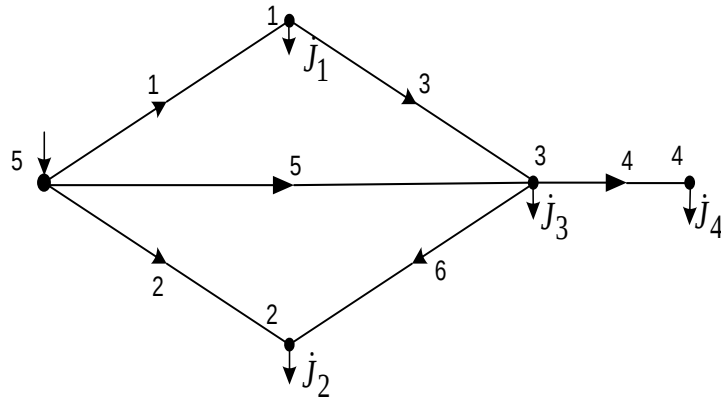


Рисунок 3.1 – Граф фідера електричної мережі

Другу матрицю з'єднань можна записати в вигляді двох підматриць, що характеризують дерево і хорди:

$$\mathbf{N} = [\mathbf{N}_\alpha \quad \mathbf{N}_\beta] = \begin{bmatrix} -1 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix},$$

де $\mathbf{N}_\alpha$ – підматриця з'єднань віток дерева в незалежні контури; $\mathbf{N}_\beta$ – одинична діагональна підматриця з'єднань віток зв'язку (хорд) в незалежні контури.

Матриця шляхів початкового дерева містить вітки: $\mathbf{C}=[1, 2, 3, 4]$. Цьому дереву відповідають незалежні контури, які представлені списком віток: $\mathbf{N}_{1(0)}=[1, 3, 5]$; $\mathbf{N}_{2(0)}=[1, 2, 3, 6]$.

Під час розрахунку можна використати інші контури, які можна визначити за допомогою операції кільцевого відсумовування (знаходження суми за модулем два), згідно з якою: $0 \oplus 0 = 0$, $1 \oplus -1 = 0$; $1 \oplus 1 = 0$; $1 \oplus 0 = 1$. Наприклад, $\mathbf{N}_3 = \mathbf{N}_1 \oplus \mathbf{N}_2 = (-1 \ 0 \ -1 \ 0 \ 1 \ 0) \oplus (1 \ -1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1) = (0 \ -1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1)$.

Матрицею перетинів називають матрицю $\mathbf{S}$, яка характеризує перетини, кожен з яких поділяє граф на дві частини. Перетини, які проходять через вітки дерева називають базисними.

Для визначення елементів матриці перетинів користуються таким правилом: $S_{ij}=1$ якщо i -тий перетин містить j -ту вітку і проходить через перетин в напрямку від вузла живлення, $S_{ij}=-1$ якщо i -тий перетин містить j -ту вітку і проходить через перетин в напрямку до вузла живлення, $S_{ij}=0$ – якщо j -та вітка не проходить через i -тий перетин.

Для графа, що зображений на рис. 3.1, матриця базисних перетинів:

$$\mathbf{S} = [\mathbf{S}_\alpha \quad \mathbf{S}_\beta] = \left[\begin{array}{cccc|cc} 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{array} \right],$$

де $\mathbf{S}_\alpha$ – одинична діагональна підматриця базисних перетинів, які проходять через одну із віток дерева графа і розмір якої ($n \times n$) визначається кількістю віток дерева (кількістю незалежних вузлів); $\mathbf{S}_\beta$ – підматриця базисних перетинів, які проходять через вітки хорд графа і розмір якої ($n \times m$) визначається кількістю віток хорд (кількістю незалежних контурів).

Згідно з теоремою Пуанкаре

$$\mathbf{S}_\beta = -\mathbf{N}_\alpha^T.$$

Під час розрахунку можна використати інші перетини, які можна визначити за допомогою операції кільцевого відсумовування. Наприклад,

$$S_5 = S_1 \oplus S_2 = (1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ -1) \oplus (0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1) = (1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0);$$

$$S_6 = S_2 \oplus S_3 = (0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1) \oplus (0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ -1) = (0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0).$$

У разі використання двох таких перетинів вітки 2 і 5 не можуть входити в дерево. Матриця шляхів нового дерева містить вітки: $\mathbf{C} = [1, 3, 4, 6]$. Цьому дереву відповідають незалежні контури, які представлені таким як раніше списком віток: $\mathbf{N}_{1(1)} = [1, 3, 5]$; $\mathbf{N}_{2(1)} = [1, 2, 3, 6]$.

Отже, для пошуку оптимальної конфігурації розімкнутої електричної мережі доцільно використовувати не комбінації перетинів, а комбінації контурів. Для даного графа таких контурів лише три, що істотно обмежує область пошуку оптимальної конфігурації оптимальної схеми розімкнутого фідера.

3.2 Алгоритм реконфігурації окремого фідера електричної мережі

Розіб'ємо задачу реконфігурації розподільної мережі на дві підзадачі: 1) задачу оптимізації окремого фідера; та 2) задачу оптимізації декількох фідерів, які виділяють шляхом декомпозиції розподільної електричної мережі.

Оптимізація структури фідера за втратами потужності [84]. Задачу реконфігурації окремого фідера переважно формулюють у вигляді цільової функції мінімуму втрат потужності:

$$\min \Delta P, \quad (3.1)$$

при обмеженнях:

$$U_{\min} \leq U_n \leq U_{\max}; \quad I_m \leq I_{\max}, \quad (3.2)$$

де U_n – фактичне значення напруги у вузлах навантаження в режимі максимальних навантажень; $U_{\min}$ – мінімально допустиме значення напруги, -5% від номінальної напруги; $U_{\max}$ – максимально допустиме значення напруги, $+5\%$ від номінальної напруги; I_m – фактичне максимальне значення струму в лініях електропередачі; $I_{\max}$ – максимально допустиме значення струму для лінії електропередачі.

Алгоритм оптимізації окремого фідера оснований на аналізі чутливості

зменшення втрат активної потужності або електроенергії, оскільки показники надійності змінюються незначно. Граф стандартної IEEE 33-шинної системи розподілу зображено на рис. 3.2.

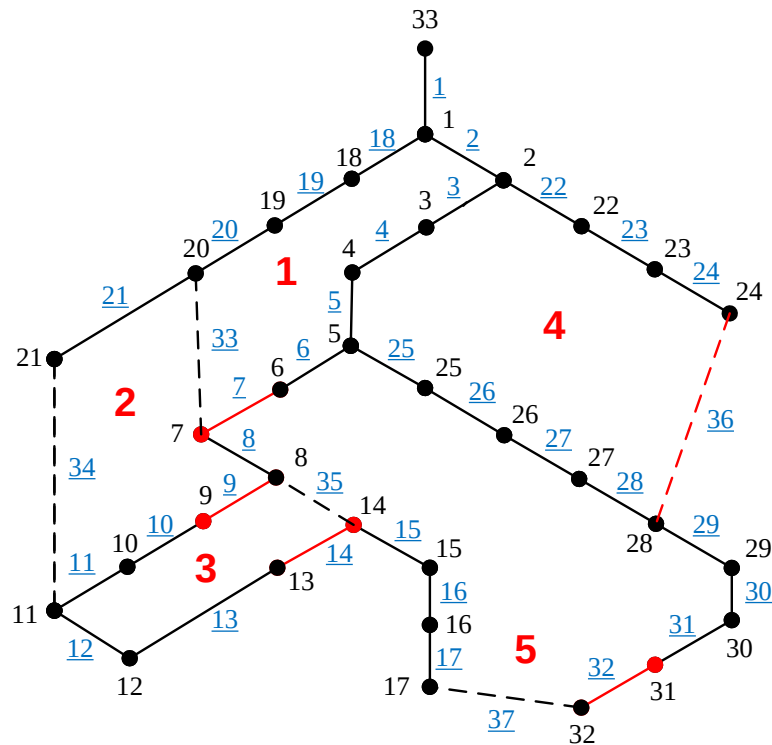


Рисунок 3.2 – Стандартна IEEE 33-шинна система розподілу

Розглянемо початкове дерево, матриця шляхів якого містить вітки [84]:
 $S=[1, 2, 3-5, 6-7, 8, 9-11, 12-14, 15-17, 18-20, 21, 22-24, 25-28, 29-32]$.

Для автоматичного визначення структури дерева фідера використано матрицю контурів, яку представлено списком віток, що входять в контури:

$$N_{1(0)}=[2, 3-5, 6-7, 18-20, 33];$$

$$N_{2(0)}=[2, 3-5, 6-7, 8, 9-11, 18-20, 21, 34];$$

$$N_{3(0)}=[9-11, 12-14, 35];$$

$$N_{4(0)}=[3-5, 22-24, 25-28, 36];$$

$$N_{5(0)}=[6-7, 8, 9-11, 12-14, 15-17, 25-28, 29-32, 37],$$

де вітки, які знаходяться на одних і тих же відгалуженнях, позначено через дефіс.

Процедура оптимізації основана на аналізі чутливості зменшення втрат. Спочатку визначають втрати потужності для початкового дерева (хорди 33-37 розімкнуті), а потім – для дерев, які утворені після замикання однієї з хорд і розмикання однієї з віток початкового дерева. Вибирається таке перемикання, яке забезпечує найменше значення втрат. Для даної тестової мережі оптимальна послідовність перемикань, що забезпечує найменші значення втрат, така:

- 1) {33, 34, 35, 36, 37} – 202,1 кВт;
- 2) {33, 11, 35, 36, 37} – 156,3 кВт;
- 3) {7, 11, 35, 36, 37} – 144,1 кВт;
- 4) {7, 11, 35, 36, 32} – 142,4 кВт;
- 5) {7, 11, 14, 36, 32} – 140,8 кВт;
- 6) {7, 10, 14, 36, 32} – 139,9 кВт;
- 7) {7, 9, 14, 36, 32} – 139,2 кВт.

Перші кроки характеризуються вибором оптимальної конфігурації мережі. На першому кроці замикається хорда 34 і розмикається вітка 11. Таке перемикання характеризується найбільшою чутливістю до зменшення втрат. На другому кроці замикається хорда 33 і розмикається вітка 7, на третьому – замикається хорда 37 і розмикається вітка 32, на четвертому – замикається хорда 35 і розмикається вітка 14.

Вибір вітки для розмикання здійснюється за такими правилами: 1) вітка повинна входити в контур, хорда якого замикається; 2) вибирається остання від джерела живлення вітка (хорда і вітка, яка розмикається, знаходяться на суміжних відгалуженнях).

Для прискорення пошуку доцільно використати розрахунок струмів замкнутої мережі. Для замкнутої мережі вектор струмів віток

$$\mathbf{I} = \mathbf{C}_p \mathbf{J} + \mathbf{N}^T \mathbf{I}_k,$$

де $C_p = \begin{bmatrix} \mathbf{M}_\alpha^{-1} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}$ – матриця струмозподілу розімкнутої мережі, тут

$\mathbf{M}_\alpha$ – підматриця першої матриці з'єднань, що відповідає розімкнутій мережі; $\mathbf{J}$ – вектор струмів навантажень; $\mathbf{N}^T = \begin{bmatrix} \mathbf{N}_\alpha^T \\ \mathbf{1} \end{bmatrix}$ – транспонована друга матриця з'єднань; $\mathbf{I}_K$ – вектор контурних струмів (струмів хорд).

Відмінність струмів замкнутої та розімкнутої мереж визначається другим доданком (3.3): $\mathbf{N}^T \mathbf{I}_K$, а, отже, вибір хорд з малими струмами є одним із факторів вибору оптимальної розімкнутої мережі. Другим фактором, який впливає на оптимальність розв'язку є структура матриці $\mathbf{N}^T$, яка не повинна істотно збільшувати струми у вітках з великими опорами віток та великими значеннями струмів, оскільки втрати потужності (електроенергії) пропорційні квадратам струмів.

Для даної тестової схеми значення струмів наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Значення струмів віток

m	I, A	m	I, A	m	I, A	m	I, A
1	175,2-j108,4	11	-1,9+j2,6	21	19,3-j14,4	31	13,5+j0,6
2	123,1-j73,2	12	10,3-j8,4	22	61,8-j39,8	32	3,5+j5,3
3	57,1-j31,5	13	7,5-j6,7	23	57,7-j37,5	33	15,8-j12,5
4	51,5-j27,8	14	1,7-j3,0	24	37,9-j28,1	34	15,0-j12,6
5	48,8-j26,4	15	9,5-j11,0	25	26,4-j19,3	35	10,6-j8,5
6	19,6-j6,1	16	6,6-j10,1	26	23,6-j18,2	36	18,0-j18,6
7	10,1-j1,5	17	3,7-j9,1	27	20,7-j17,0	37	0,6+j7,2
8	16,5-j9,3	18	47,6-j32,4	28	17,9-j16,0		
9	3,1+j0,2	19	43,4-j30,6	29	30,2-j31,4		
10	0,3+j1,1	20	39,2-j28,7	30	20,7-j2,8		

Найменші значення струмів протікають у вітці 7, яка входить в перший, другий і п'ятий контури, у вітках 9-11, які входять в другий, третій і п'ятий контури, у вітці 14, яка входить в третій і п'ятий контури, у вітках 32, 37, які входять в п'ятий контур. Всі струми у вітках, які входять в четвертий контур, практично однакові і відносно великі. На ці вітки можна орієнтуватись стосовно їх розмикання у разі замикання хорд відповідних контурів.

Сумарні втрати потужності в замкнутій мережі складають 123,0 кВт. Це значення може служити орієнтиром максимально можливого зменшення втрат.

Розглянемо процедуру знаходження матриці контурів під час обміну вітками в процесі оптимізації конфігурації фідера. На першому кроці замикається хорда другого контуру 34 і розмикається вітка 11, яка входить в другий контур. Нові контури містять вітки:

$$N_{1(1)}=[2, 3-5, 6-7, 18-20, 33];$$

$$N_{2(1)}=[2, 3-5, 6-7, 8, 9-11, 18-20, 21, 34];$$

$$N_{3(1)}=[2, 3-5, 6-7, 8, 12-14, 18-20, 21, 34, 35];$$

$$N_{4(1)}=[3-5, 22-24, 25-28, 36];$$

$$N_{5(1)}=[2, 3-5, 12-14, 15-17, 18-20, 21, 25-28, 29-32, 34, 37].$$

Пошук нових контурів можна автоматизувати. Контур N_2 , в якому відбулася заміна хорди, не змінюється. В контури N_1 та N_4 вітка 11 не входила, тому вони теж не змінюються. В контурі N_3 відгалуження 9-11 слід змінити на вітки 2, 3-5, 6-7, 8, 18-20, 21, 34, які, як видно з другого контуру, шунтують вітки 9-11. В контурі N_5 вітки 6-7, 8, 9-11, які входять одночасно в другий контур, слід замінити на вітки 2, 3-5, 18-20, 21, 34, які шунтують ці вітки.

На другому кроці замикається хорда першого контуру 33 і розмикається вітка 7, яка входить в перший контур. Контури містять вітки:

$$N_{1(2)}=[2, 3-5, 6-7, 18-20, 33];$$

$$N_{2(2)}=[8, 9-11, 21, 33, 34];$$

$$N_{3(2)}=[8, 12-14, 21, 33, 34, 35];$$

$$N_{4(2)}=[3-5, 22-24, 25-28, 36];$$

$$N_{5(2)}=[2, 3-5, 12-14, 15-17, 18-20, 21, 25-28, 29-32, 34, 37].$$

Контур N_1 , в якому відбулася заміна хорди, не змінюється. Значна частина віток контурів N_2 та N_3 шунтується віткою 33. Це вітки 2, 3-5, 6-7, 18-20, які були виключені з цих контурів і замінені віткою 33. В контурах N_4 та N_5 вітка 7 відсутня, тому вони не змінюються.

На третьому кроці замикається хорда п'ятого контуру 37 і розмикається вітка 32, яка входить в п'ятий контур. Контури містять вітки:

$$N_{1(2)}=[2, 3-5, 6-7, 18-20, 33];$$

$$N_{2(2)}=[8, 9-11, 21, 33, 34];$$

$$N_{3(2)}=[8, 12-14, 21, 33, 34, 35];$$

$$N_{4(2)}=[3-5, 22-24, 25-28, 36];$$

$$N_{5(2)}=[2, 3-5, 12-14, 15-17, 18-20, 21, 25-28, 29-32, 34, 37].$$

У даному випадку всі контури не змінюються, оскільки вітки 37 і 32 знаходяться на одному відгалуженні п'ятого контуру і не входять в інші контури.

На четвертому кроці замикається хорда 35 і розмикається вітка 14, які входять в третій контур. Контури містять вітки:

$$N_{1(4)}=[2, 3-5, 6-7, 18-20, 33];$$

$$N_{2(4)}=[8, 9-11, 21, 33, 34];$$

$$N_{3(4)}=[8, 12-14, 21, 33, 34, 35];$$

$$N_{4(4)}=[3-5, 22-24, 25-28, 36];$$

$$N_{5(4)}=[2, 3-5, 8, 15-17, 18-20, 25-28, 29-32, 33, 35, 37].$$

У даному випадку лише елементи п'ятого контуру 12-14, 21, 34 замінюються вітками 8, 33, 35.

Розглянемо оптимальну за втратами структуру стандартної IEEE 33-шинної системи розподілу після розмикання віток {7, 9, 14, 32, 36}. Для даної тестової схеми після її оптимального за втратами потужності розмикання віток {7, 9, 14, 32, 36} (див. рис. 3.3) значення $SAIDI=1181$ хв/спож.; $ENS=73,1$ тис. кВт·год.

На другому етапі вибирається місце встановлення реклоузерів в розімкнутій мережі. Середня частота відмов приймається рівною 0,18 відмов/рік-км [57]. Тривалість відновлення прийнято 270 хв. Кількість споживачів вибрано пропорційним номінальній потужності.

В цій схемі оптимальним місцем встановлення одного реклоузера для секціонування оптимальної за втратами структури фідера є вітка 18, яка знаходиться на другому відгалуженні. Тоді отримують такі значення: $SAIDI=805$ хв/спож.; $ENS=49,9$ тис. кВт·год.

Оптимальним місцем встановлення одного реклоузера для секціонування фідера та одного (розімкнутого) реклоузера для живлення від сусіднього фідера є вітка 2, яка знаходиться на першому відгалуженні. Тоді отримують такі значення: $SAIDI=593$ хв/спож.; $ENS=36,7$ тис. кВт·год. Альтернативною на другому відгалуженні є вітка 18: $SAIDI=595$ хв/спож.; $ENS=36,8$ тис. кВт·год.

Оптимальним місцем встановлення двох реклоузерів на різних відгалуженнях для їх секціонування є вітки 18 і 4. Значення $SAIDI=475$ хв/спож.; $ENS=24,4$ тис. кВт·год.

Для даної тестової схеми оптимальним за надійністю електропостачання споживачів є варіант розмикання віток {7, 11, 35, 36, 37}: $SAIDI=1137$ хв/спож.; $ENS=70,4$ тис. кВт·год.

В цій схемі (рис. 3.4) оптимальним місцем встановлення одного реклоузера для секціонування фідера є вітка 19, яка знаходиться на другому

відгалуженні. Тоді отримують такі значення: $SAIDI=716$ хв/спож.; $ENS=46,9$ тис. кВт·год.

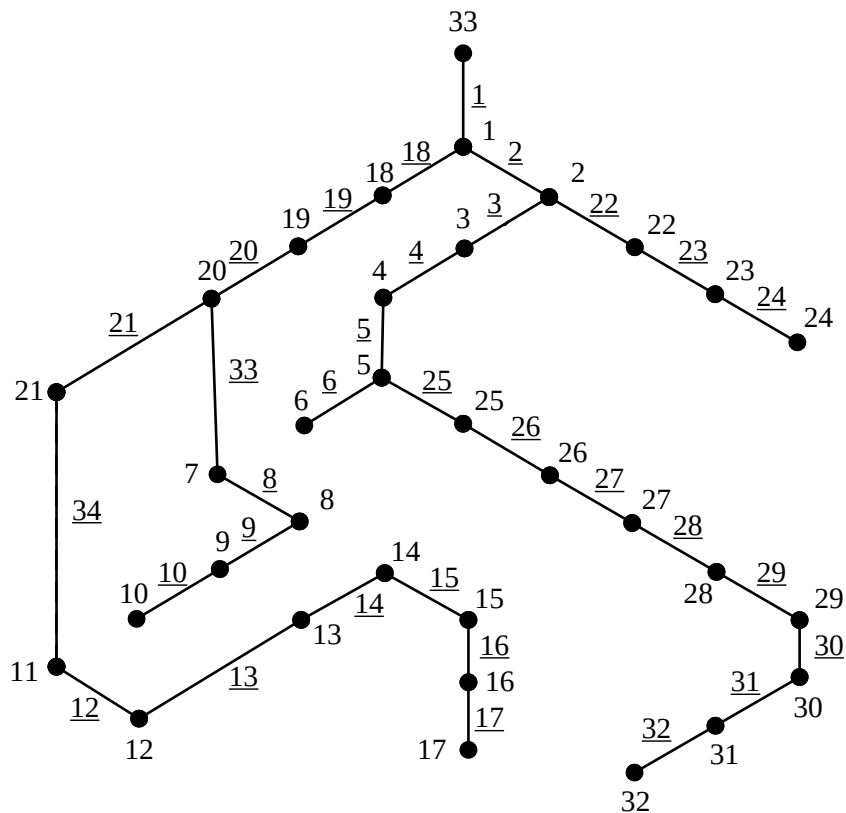


Рисунок 3.4 – Оптимальна за надійністю структура стандартної IEEE 33-шинної системи розподілу після розмикання віток {7, 11, 35, 36, 37}

Оптимальним місцем встановлення одного реклоузера для секціонування фідера та одного (розімкнутого) реклоузера для живлення від сусіднього фідера є вітка 17: $SAIDI=567$ хв/спож.; $ENS=35,1$ тис. кВт·год.

Оптимальним місцем встановлення двох реклоузерів на різних відгалуженнях для їх секціонування є вітки 19 і 4. Значення $SAIDI=454$ хв/спож.; $ENS=28,1$ тис. кВт·год.

В табл. 3.2 наведені результати розрахунків $SAIDI$ та ENS у разі встановлення реклоузерів для секціонування стандартної IEEE 33-шинної системи розподілу.

Таблиця 3.2 – Розрахункові значення *SAIDI* та *ENS* для секціонованої реклоузерами IEEE 33-шинної системи розподілу

Розімкнуті вітки	Кількість реклоузерів	-	1 секц.	1 секц., 1 резерв	2 секц.
{7, 9, 14, 32, 36}	<i>SAIDI</i> , хв/спож.	1181	805	593	475
	<i>ENS</i> , тис. кВт·год	73,1	49,9	36,7	24,4
{7, 11, 35, 36, 37}	<i>SAIDI</i> , хв/спож.	1137	757	567	454
	<i>ENS</i> , тис. кВт·год	70,4	46,9	35,1	22,8

Наведені результати розрахунків *SAIDI* та *ENS* для розімкнутих віток {7, 11, 35, 36, 37} в цілому кращі порівняно з оптимальним за втратами варіантом. У даному випадку найкращим є використання двох реклоузерів для секціонування на двох відгалуженнях.

3.3 Алгоритм реконфігурації декількох фідерів електричної мережі

Для оптимізації декількох фідерів, крім втрат активної потужності або електроенергії, використовують показники надійності електропостачання споживачів: *SAIFI*, *SAIDI*, *ENS* (*AENS*).

Показники надійності *SAIFI* та *SAIDI* визначають за формулами:

$$SAIFI = \frac{\sum_{k=1}^K \left(N_k \cdot \sum_{m=1}^M \omega_{mk} L_{mk} \right)}{N}; \quad (3.4)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{k=1}^K \left(N_k \cdot \sum_{m=1}^M \omega_{mk} t_{mk} L_{mk} \right)}{N}, \quad (3.5)$$

де k – означає розрахунковий фідер, до якого приєднано N_k споживачів; N – загальна кількість споживачів $N = \sum_{k=1}^K N_k$; ω_{mk} – частота відмов m -ої ЛЕП k -го фідера, [рік⁻¹], t_{mk} – тривалість відновлення m -ої ЛЕП k -го фідера, [год]; L_{mk} – довжина m -ої ЛЕП k -го фідера, [км].

Показник надійності ENS та $AENS$ визначають за формулами:

$$ENS = \sum_{k=1}^K \left(P_{ck} \cdot \sum_{m=1}^M \omega_{mk} t_{mk} L_{mk} \right); \quad (3.6)$$

$$AENS = \frac{\sum_{k=1}^K \left(P_{ck} \cdot \sum_{m=1}^M \omega_{mk} t_{mk} L_{mk} \right)}{N}, \quad (3.7)$$

де P_{ck} – середня потужність навантаження k -го фідера, [кВт].

Алгоритм оптимізації конфігурації декількох фідерів такий самий, як для окремого фідера. Оптимізація може проводитись для будь-якого критерію ефективності. Для фідерів 32-34, 45 Хмельницької районної мережі (рис. 3.5) отримують такі значення показників надійності і річних втрат електроенергії ΔW в залежності від номера розімкненої вітки (табл. 3.3). Визначення показників надійності виконується матричним методом, що запропонований в [82].

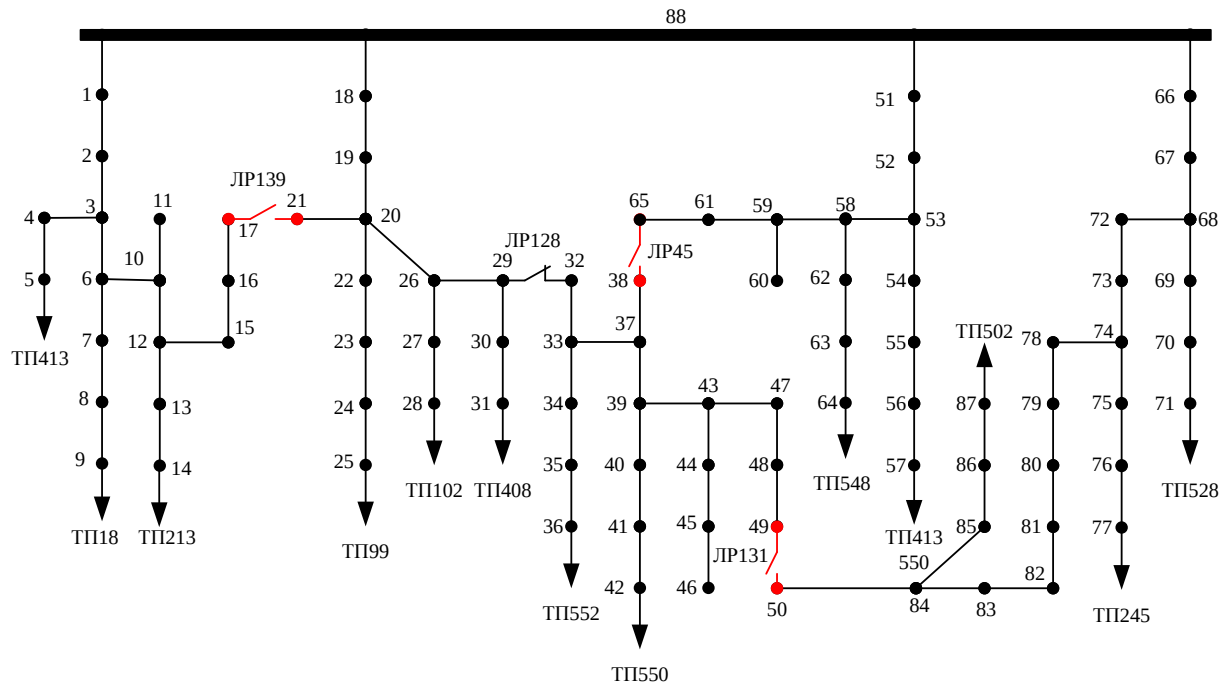


Рисунок 3.5 – Схема фідерів 32-34, 45

Таблиця 3.3 – Значення критеріїв оптимальності фідерів 32-34, 45

Розімкнені вітки	<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i> , год /спож.	<i>ENS</i> , кВт·год	<i>AENS</i> , кВт·год/спож.	ΔW , кВт·год
{88, 89, 90}	0,527	2,637	470,8	0,534	144,4
{88, 37, 90}	0,469	2,345	407,8	0,462	119,9
{88, 32, 90}	0,500	2,501	439,8	0,499	126,7
{10, 32, 90}	0,503	2,514	444,1	0,503	126,7
{10, 37, 90}	0,476	2,381	417,2	0,473	139,9

Вихідним є стан мережі з розімкненими вітками {88, 89, 90}. Оптимальним з точки зору надійності електропостачання споживачів і втрат електроенергії виявився стан мережі за розімкнених віток {88, 37, 90}. З практичних міркувань пропонується використати режим {88, 32, 90}, оскільки у вітці 32 знаходиться лінійний роз'єднувач ЛР128.

Альтернативними можуть виступати режими з розімкненими вітками {10, 32, 90} та {10, 37, 90}.

Перевірка втрат напруги в максимальному режимі навантажень показала, що найбільші втрати напруги зменшуються з 3 % (у вихідному стані {88, 89, 90}) до 2,1 % (в оптимальному {88, 37, 90} і альтернативному {10, 37, 90} станах).

Струми на початку фідерів в максимальному режимі навантажень в оптимальному стані мережі складають: 17,3-7,6 А; 36,7-16,0 А; 16,2-7,1 А; 30,7-13,4 А.

3.4 Застосування технологій *microgrid*

Після початку повномасштабного вторгнення РФ відбуваються масовані ракетно-дронові атаки на об'єкти електроенергетики України, що спричиняє тривалі знеструмлення споживачів електроенергії. І хоча такі знеструмлення спричинені форсмажорними обставинами і не враховуються регуляторною статистикою *SAIDI* і *SAIFI*, існує нагальна потреба мінімізувати тривалість таких знеструмлень. Для цього необхідно посилювати стійкість енергосистеми України до атак, зокрема і застосовуючи технології, які дозволяють максимально використовувати місцеві джерела розподіленої генерації. Однією з таких технологій є технологія *microgrid*. У світі ця технологія застосовується зазвичай для живлення географічно віддалених районів, куди економічно недоцільно прокладати лінії електропередач. Технологія *microgrid* є однією з технологій «розумних мереж», і їй присвячено чимало праць, зокрема [86 – 101]. Але в умовах України застосування технології *microgrid* має свою специфіку, викликану війною.

За своєю суттю технологія microgrid є острівним режимом роботи виділеного фрагмента розподільної мережі навколо розподілених джерел генерації. Враховуючи високий рівень електрифікації території України, у мирний час не було нагальної необхідності розвивати цю технологію, за винятком кількох територій на кшталт острова Джарилгач. Але війна продемонструвала необхідність створення надійних схем живлення споживачів, зокрема об'єктів критичної інфраструктури. Такі об'єкти мають живлення від централізованої електромережі, але у разі виникнення тривалих перерв у електропостачанні доцільно заживлювати їх у острівному режимі. Тому технологія microgrid в Україні має забезпечувати живлення споживачів у комбінованому режимі: основний режим – це живлення від об'єднаної енергосистеми України, резервний режим – живлення від місцевих джерел енергії ізольовано від об'єднаної енергосистеми.

На момент написання цієї роботи в Україні існує велика кількість відновлюваних джерел енергії, які підключені до розподільних мереж операторів систем розподілу. Але при зникненні напруги у розподільній електромережі ці джерела енергії припиняють свою роботу, оскільки вони втрачають опорну напругу, і навантаження навколо цих джерел не збалансоване з їх потужністю.

Уряд України створив сприятливі умови для пріоритетного розвитку розподіленої генерації, але ця генерація так само приєднується до розподільних електромереж, і залежна від зовнішньої напруги.

Для забезпечення можливості роботи фрагментів розподільних електромереж в ізольованому режимі необхідно забезпечити виконання наступних заходів:

Визначити межі microgrid: в ізольованому режимі потужність навантаження повинна строго відповідати потужності джерел енергії. Потрібно визначити джерела енергії, які будуть працювати у кожній

конкретній мікромережі, і визначити споживачів, які будуть заживлені від цих джерел. Це мають бути споживачі із найвищим пріоритетом для резервного живлення. Всі інші споживачі при переході в острівний режим мають знеструмлюватися.

На межах *microgrid* мають бути встановлені комутаційні апарати з дистанційним керуванням. Їх функція – забезпечити швидке виокремлення фрагменту розподільної мережі в режим *microgrid*, а після відновлення зовнішнього електроживлення – повернення до роботи у складі об'єднаної енергосистеми.

Надзвичайно важливою умовою для успішної роботи *microgrid* є забезпечення опорною напругою відновлюваних джерел енергії. Оптимальним є застосування гібридних інверторів, які дають змогу генерувати електроенергію при зникненні зовнішньої напруги.

Наявність у мікромережі кількох джерел енергії різного типу значно підвищує надійність її роботи. Сонячні електростанції метеозалежні, і генерують електроенергію лише у світлу пору доби. Тому побудувати ефективну мікромережу лише навколо однієї сонячної станції неможливо. Доцільно розвивати *microgrid* там, де крім сонячних станцій є можливість об'єднати різні джерела розподіленої генерації, зокрема і газотурбінні, газопоршневі установки, малі ГЕС, вітрова генерація, установки зберігання енергії. Різноманіття джерел енергії дозволить мінімізувати вплив погодних та інших факторів впливу. А наявність у мікромережі установок зберігання електроенергії додасть мікромережі гнучкість і більші можливості реагування на зміни попиту.

Особливу увагу слід приділити системі керування мікромережею. Забезпечити керування такою мережею в ручному режимі дуже важко. Тому доцільно застосовувати автоматизовані системи керування, які дозволять балансувати генерацію в *microgrid* із попитом. Технології *VPP (Virtual Power*

Plant – віртуальна електростанція), *DERMS* (*distributed energy resources management system* – система керування розподіленими енергетичними джерелами), *ADMS* (*Advanced Distribution Management System* – система керування розподільними електромережами) дозволяють забезпечити таке керування в автоматичному режимі. У [102] досліджено можливість практичної організації мікромереж на базі існуючих розподільних електричних мереж з локальними джерелами енергії із застосуванням *DERMS*, які забезпечують високу ефективність локальної енергетичної інфраструктури та стійкість роботи створеної мікромережі.

Висновки до розділу 3

1. Для автоматичного визначення структури дерева фідера використано матрицю контурів, за якою визначається матриця базисних перетинів, яка однозначно характеризує оптимальну структуру розімкнутого фідера. Використання другої матриці інцидентів для реконфігурації окремого фідера дозволяє ефективно визначати матрицю перетинів. Матриця перетинів допомагає визначити базисний перетин, що дозволяє оптимізувати структуру мережі.

2. Розглянуто алгоритм реконфігурації окремого фідера розподільної електричної мережі за критерієм мінімуму втрат активної потужності. Алгоритм базується на аналізі чутливості зменшення втрат при зміні конфігурації мережі з використанням аналізу параметрів усталеного режиму мережі. Показано, що для знаходження оптимальної конфігурації тестової схеми «IEEE 33» достатньо 7 кроків.

3. Для оптимізації окремих фідерів використовується схожий підхід з додатковими критеріями, такими як показники надійності електропостачання (*SAIDI*, *SAIFI*, *ENS*). Проведено аналіз впливу реклоузерів на надійність

електропостачання та визначено оптимальні місця їх встановлення для секціонування мережі.

4. Запропонований підхід поширено на випадок оптимізації конфігурації декількох фідерів розподільної електричної мережі за критеріями надійності та мінімуму втрат електроенергії з використанням обмежень щодо максимальних значень втрат напруги у вузлах навантаження і струмів навантаження ліній електропередачі.

5. В умовах масових атак на електроенергетику України запропоновано використання *microgrid*, що дозволяє працювати в острівному режимі. Для успішної роботи *microgrid* необхідно забезпечити баланс потужності навантаження та джерел енергії, встановити комутаційні апарати з дистанційним керуванням та використовувати гібридні інвертори для забезпечення опорною напругою відновлюваних джерел енергії. Рекомендується впровадження систем зберігання енергії та систем автоматизованого керування для забезпечення стійкості та автономності електропостачання в кризових умовах.

РОЗДІЛ 4

ЗАСТОСУВАННЯ *SOFT OPEN POINT* ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ОПЕРАТОРІВ СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ

4.1 Застосування *Soft Open Point* для оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах

Схема приєднання *SOP* між двома фідерами показана на рис. 4.1.

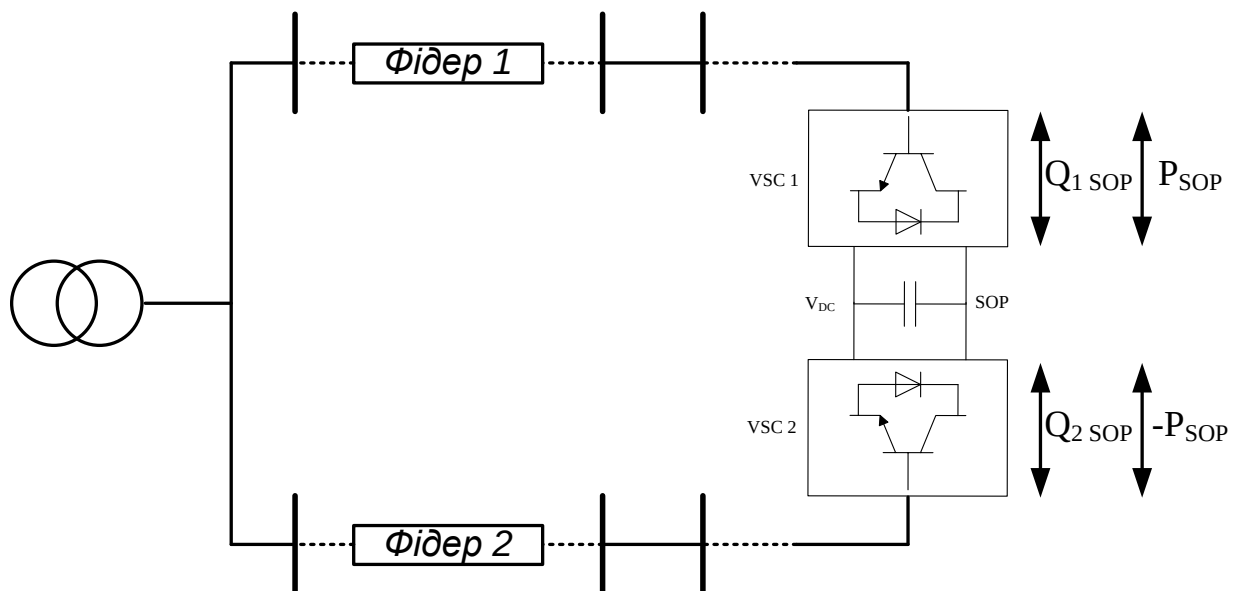


Рисунок 4.1 – Схема приєднання *SOP* між двома фідерами

В нормальному режимі *SOP* виконує регулювання трьома параметрами: реактивними потужностями, що генеруються або споживаються *SOP* наприкінці першого та другого фідерів, відповідно, Q_1 , Q_2 , та перерозподілом активної потужності P між фідерами.

Системи керування *Soft Open Point (SOP)* дозволяють виявляти та вирішувати проблеми, такі як перевантаження мережі, нерівномірне

розподілення навантаження та збої в постачанні електроенергії, що сприяє покращенню надійності електропостачання споживачів та ефективності електричних мереж.

SOP працюють у двох різних режимах: нормальному та відновлювальному. У нормальному режимі роботи зазвичай використовується регулювання струму і забезпечується незалежне регулювання активної та реактивної потужності. У режимі відновлення живлення зазвичай використовується контроль напруги, що дає змогу блокувати живлення для вимкнення навантажень через пошкодження в мережі [70].

SOP забезпечує з'єднання двох і більше фідерів для балансування їх навантаження та ізоляцію несправних фідерів, приєднаних до *SOP*. *SOP* зазвичай виконують на основі прямого перетворювача напруги (*B2B VSC*). Уніфіковані регулятори потоку потужності на рівні систем розподілу (*D-UPFC*) і статичні синхронні послідовні компенсатори (*SSSC*) також можуть використовуватися як *SOP*.

У *SOP* на основі *B2B VSC* робочу точку кожного перетворювача можна регулювати за допомогою власної системи керування. За нормальних умов роботи системи розподілу один перетворювач повинен підтримувати стабільну напругу в колі постійного струму, а інший – активну потужність.

Для аналізу ефективності використання *SOP* було розглянуто схему (рис. 4.2) частини мережі 10 кВ, що складається з фідерів Ф-33 та Ф-45 Хмельницького РЕМ [103]. Встановлення *SOP* виконано паралельно нормально розімкненому лінійному роз'єднувачу №131.

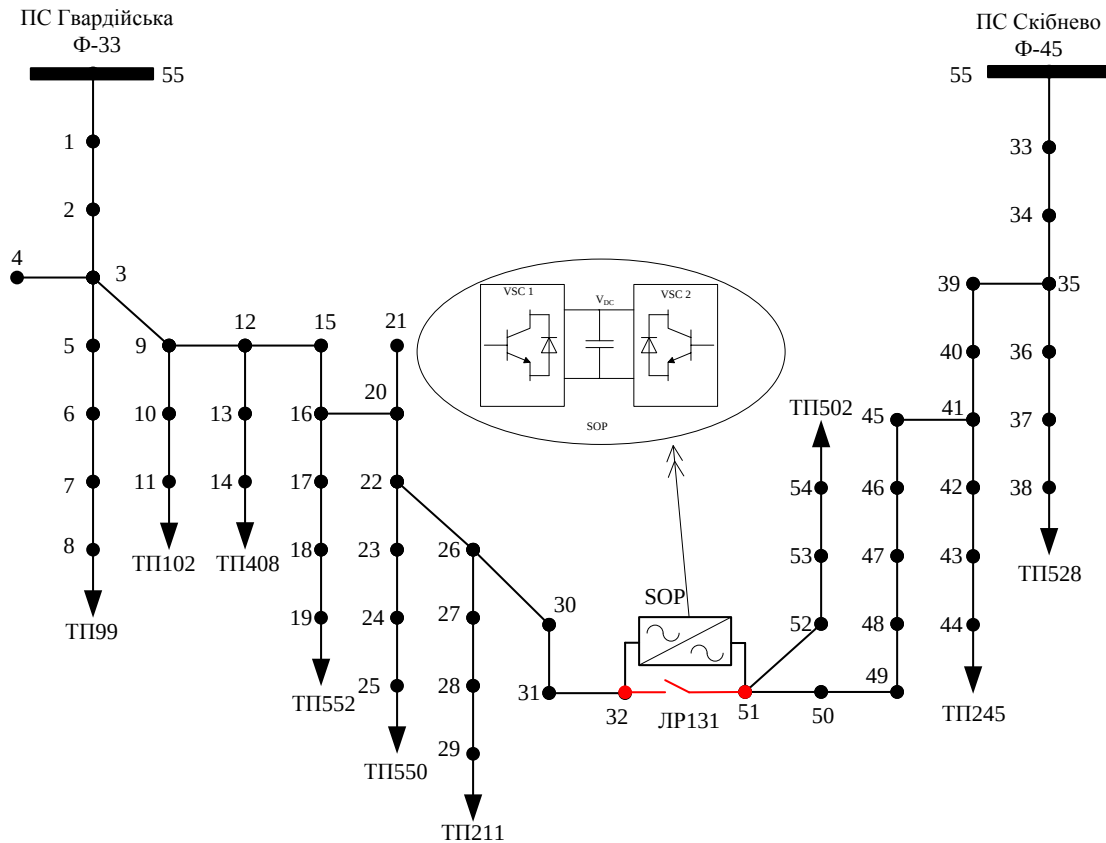


Рисунок 4.2 – Схема приєднання *SOP* між Φ -33 та Φ -45

Для розрахунку оптимальних потужностей *SOP* побудуємо функцію залежності втрат активної потужності від трьох параметрів *SOP*: Q_1 , Q_2 , P , де Q_1 , Q_2 – ін'єкції реактивної потужності відповідно в вузол 32 та 51, P – активна потужність, що перерозподіляється за допомогою *SOP* між вузлами 51 та 32.

Відповідно до вузлового рівняння в матричній формі функція втрат активної потужності в залежності від режиму роботи *SOP* має такий вигляд:

$$\Delta P = \sqrt{3} \operatorname{Re} [\mathbf{U}_{\Delta}^T \hat{\mathbf{J}}], \quad (4.1)$$

де $\mathbf{U}_{\Delta} = \mathbf{Y}^{-1} \mathbf{J}$ – вектор комплексних напруг вузлів відносно балансувального вузла; $\hat{\mathbf{J}}$ – вектор комплексних спряжених струмів вузових

навантажень; $\mathbf{J} = -\hat{\mathbf{S}}/\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}$ – вектор комплексних струмів вузлових навантажень; $\hat{\mathbf{S}}$ – вектор комплексних спряжених потужностей вузлових навантажень. Вектори в (4.1) є функціями від параметрів Q_1, Q_2, P .

Графіки втрат активної потужності в залежності від регульованих параметрів SOP зображено на рис. 4.3 [103].

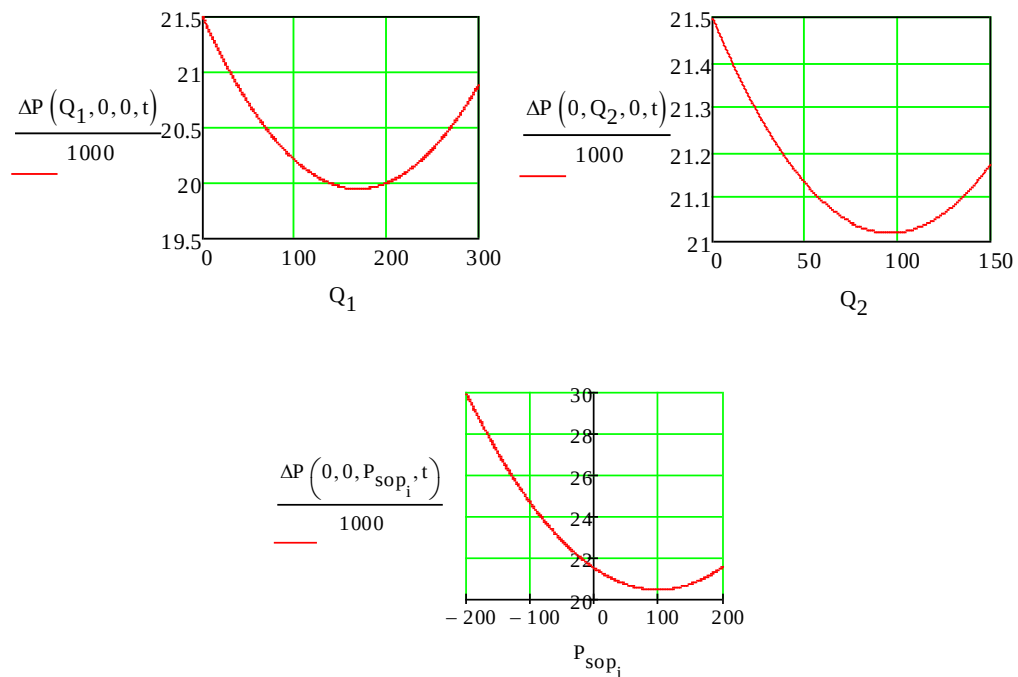


Рисунок 4.3 – Залежності втрат активної потужності від режиму роботи SOP

Графіки побудовано для максимального режиму потужностей навантажень на початку фідерів:

$$S_{\Phi-33} = 742 + j 299,5 \text{ кВ} \cdot \text{А} \text{ та } S_{\Phi-45} = 371 + j 149,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Зменшення втрат в режимі максимального навантаження складає 3 кВт. Оптимальні значення комплексних потужностей для мінімізації втрат складають $S_1 = 97 + j 148 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ та $S_2 = -97 + j 95 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Для знаходження річної економії розглянемо режими роботи SOP

відповідно до типового графіка електричних навантажень комунально-побутових споживачів, який зображено на рис. 4.4.

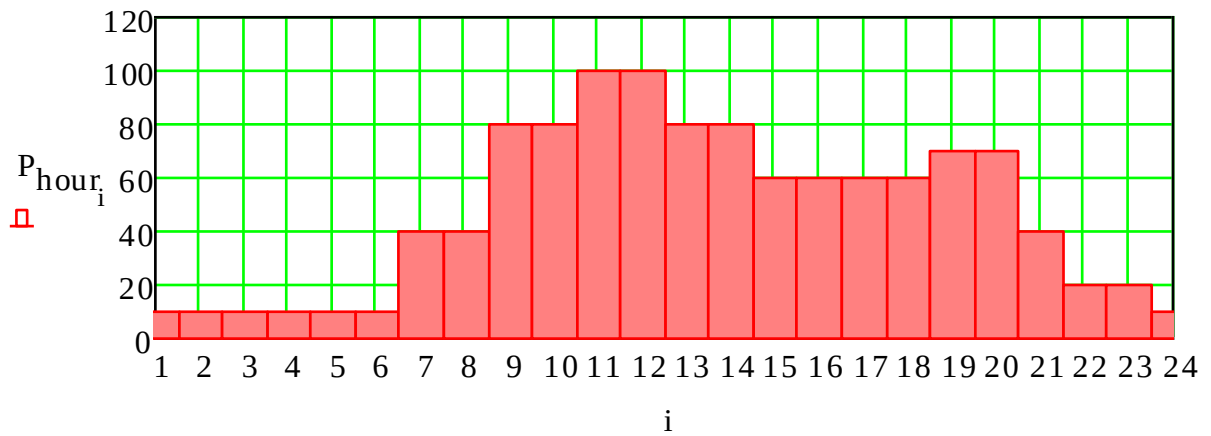


Рисунок 4.4 – Графік споживання комунально-побутових споживачів

Зменшення втрат електроенергії відповідно до добового графіка навантажень наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Зменшення втрат в залежності від добового графіка навантаження

Часовий інтервал, год	$S_1, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$S_2, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$\Delta P, \text{кВт}$ (без SOP)	$\Delta P, \text{кВт}$ (з SOP)	Зменшення втрат, кВт
1-6	9,5+16,6i	-9,5+9,1i	0.215	0.185	0.03
7-8	39,0+67,0i	-39,0+38,0i	3.44	2.952	0.487
9-10	78,0+134,1i	-78,0+76,1 i	13.758	11.809	1.949
11-12	97,3+168,0i	-97,3+95,4i	21.497	18.451	3.046
13-14	78+134.119i	-78+76.094i	13.758	11.809	1.949
15-18	58.156+100.839i	-58.156+57i	7.739	6.642	1.096
19-20	68+117.479i	-68+66.957i	10.534	9.041	1.492
21	39+67i	-39+38i	3.44	2.952	0.487
22-23	19.052+33.28i	-19.052+19i	0.86	0.738	0.122
24	9.526+16.64i	-9.526+9.137i	0.215	0.185	0.03
Загалом					23,171

Отже, зменшення втрат електроенергії при використанні *SOP* буде приблизно 23 кВт·год/добу, що становить 14,2%.

Питома вартість пристроїв *SOP* приблизно становить 60 доларів за 1 кВ·А потужності. Максимальна потужність *SOP* складає $|97.26+j168| = 194$ кВ·А. Вартість пристрою становить 11,65 тис. дол., що еквівалентно 454 тис. грн. Відповідно до даних оператора системи розподілу [104] вартість електричної енергії для непобутових споживачів 2-го класу напруги становить 6,45 грн./кВт·год. При застосуванні цих значень термін окупності *SOP* на вибраних ділянках мережі становить 8,2 роки. Але варто зазначити, що дані ЛЕП несуть досить незначне навантаження і при збільшенні навантаження фідерів, принаймні втричі, термін окупності зменшиться до 2,8 років.

Також *SOP* позитивно впливає на напругу вузлів навантаження. На рис. 4.5 зображено значення напруги вузлів в максимальному режимі з використанням *SOP* та без нього [103].

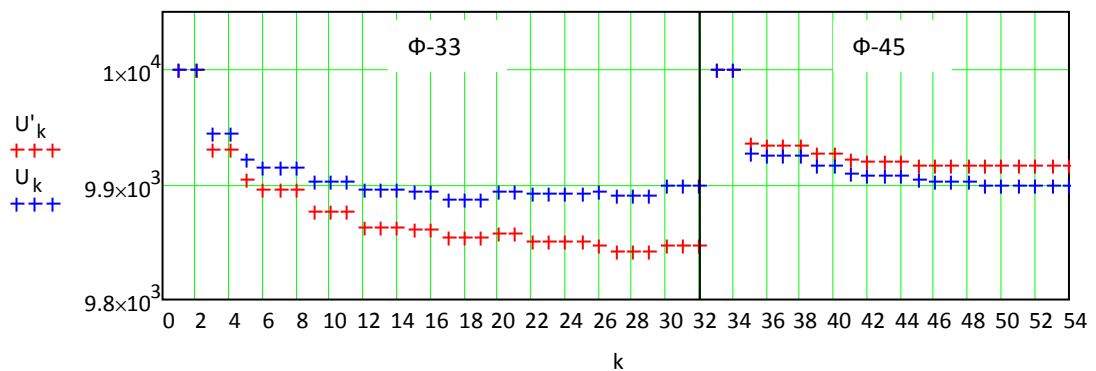


Рисунок 4.5 – Значення напруг у вузлах мережі з *SOP* (U_k) та без нього (U'_k)

З рис. 4.5 видно, що мінімальне значення напруги Ф-33 спостерігається у вузлі 29 і становить 9842 В, а в Ф-45 – у вузлі 54 – 9917 В. За рахунок генерування реактивної та перерозподілу активної потужності

між фідерами, мінімальне значення напруги для Ф-33 у вузлі 29 становить 9890 В, а для Ф-45 у вузлі 54 – 9890 В.

В процесі регулювання параметрів *SOP* напруги наприкінці фідерів зрівнюються, при цьому мінімальне значення напруги збільшується. Це може бути використано як критерій оптимізації параметрів *SOP*.

В табл. 4.2 наведені результати розрахунку зменшення різниці напруг $\Delta U = U_1 - U_2$ наприкінці фідерів (у вузлах 32 та 51) в процесі регулювання параметрів *SOP*.

Таблиця 4.2 – Зменшення різниці напруг наприкінці фідерів як функція параметрів *SOP*

Q_1 , кВАр	Q_2 , кВАр	P , кВт	U_1 , В	U_2 , В	ΔU , В
0	0	0	9847-0,4i	9917-0,2i	-70-0,2i
100	0	0	9860-32i	9917-0,2i	-57-31,8i
0	100	0	9847-0,4i	9929-30,4i	-82+30i
0	0	100	9878+12,5i	9887-12,5i	-9+25i
100	0	100	9891-19,1i	9887-12,5i	4-6,6i
150	70	100	9898-34,9i	9895-33,6i	3-1,3i

4.2 Стратегії керування *Soft Open Point* за активною та реактивною потужністю в розподільних електричних мережах

Якщо *SOP* встановлено паралельно нормально розімкненому вимикачу, напруга двох фідерів отримується як локальна інформація. Тому, як показано на рис. 4.6, напруги U_i , U_j двох фідерів різні і може існувати різниця фаз θ_{ij} між цими напругами. Якщо різницю навантажень двох фідерів можна спостерігати як різницю напруг на нормально розімкнутому вимикачі, то

SOP може регулювати потік електроенергії в контурі, використовуючи інформацію про різницю напруг.

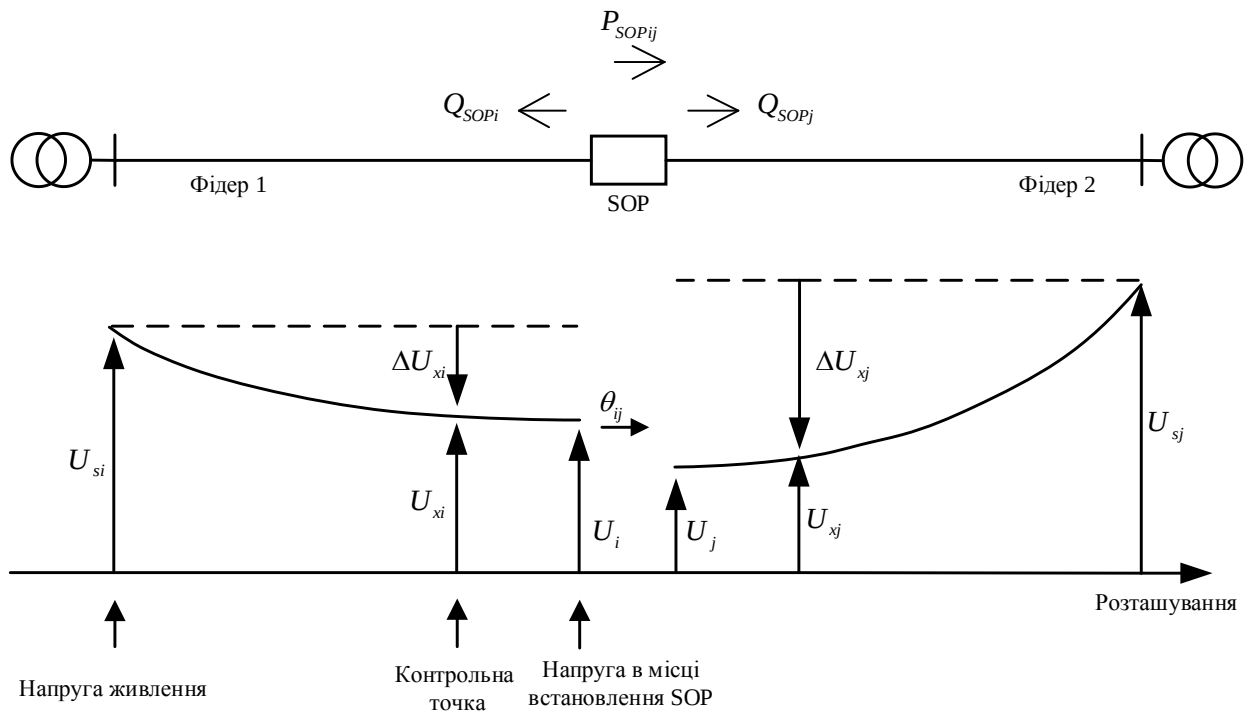


Рисунок 4.6 – Напряга по двох суміжних фідерах

Більшість стратегій керування базуються на зменшенні втрат потужності та відхилень напруги [73–79]. Визначення необхідних значень активної та реактивної потужності, які необхідно генерувати для мінімізації втрат та підвищення показників якості електроенергії, є відносно складною задачею. В [81] розглянуто метод регулювання потоку активної та реактивної потужності з використанням місцевої напруги для керування потоком електроенергії в контурі *SOP*. Метод керування потоком електроенергії за допомогою *SOP* з використанням контролю напруги за відсутності потоків реактивної потужності характеризується таким виразом:

$$P_{SOPij} = G_{dpj} \{ (U_{xi} - U_{si}) - (U_{xj} - U_{sj}) \} + G_{pj} (U_{xi} - U_{xj}) + P_{cij}, \quad (4.2)$$

де U_{xi}, U_{xj} – напруги контрольних точок (див. рис. 1.1);

U_{si}, U_{sj} – напруги на початку фідерів;

G_{dpij}, G_{pij} – прирости потоку потужності в контурі від різниці напруг;

P_{SOPij} – потік потужності в контурі, що керований SOP ;

P_{cij} – постійне зміщення потоку P_{SOPij} .

На рис. 4.7 зображено R -схему заміщення двох суміжних ліній, відповідно, з трьома і двома ділянками. Припустимо навантаження усіх вузлів однакові $P_{ij}=1$ в.о., опори ділянок теж однакові $R_{ij}=1$ в.о., а напруги на початку ліній будуть 1,0 в.о.

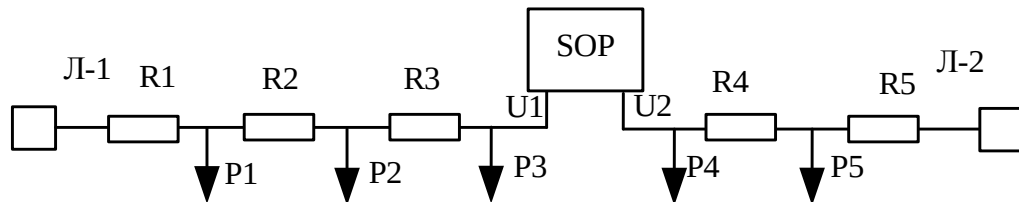


Рисунок 4.7 – Схема заміщення двох суміжних ліній, відповідно, з трьома і двома ділянками

За відсутності регулювання перетоку потужності за допомогою SOP напруги наприкінці ліній 1 і 2, відповідно, будуть:

$$U_1=1,0-0,01-0,02-0,03=0,94 \text{ в.о.}; U_2=1,0-0,01-0,02=0,97 \text{ в.о.}$$

З (4.2) випливає, що $P_{SOP}=G_p (0,94-0,97)=(10^2/5) \cdot (-0,03)=-0,6$ в.о.

У разі створення перетоку потужності за допомогою SOP від Л-1 в Л-2, що дорівнює -0,6 в.о. від навантаження вузла, напруги наприкінці ліній 1 і 2, відповідно, будуть:

$$U_1=1,0-0,004-0,014-0,024=0,958 \text{ в.о.}; U_2=1,0-0,016-0,026=0,958 \text{ в.о.},$$

а втрати потужності зменшуються на 9,5%.

Напруги на початку ліній можуть відрізнятися в більшу або меншу сторону, наприклад, у разі якщо напруги на початку ліній Л-1 і Л-2, відповідно будуть 1,0 в.о. та 1,1 в.о., то застосування (1) за відсутності

перетоку потужності дасть такий вираз для регулювання перетоку потужності

$$P_{SOPij} = -0,027G_{dpij} - 0,127G_{pij}.$$

Різниця коефіцієнтів характеризує різницю напруг на початку ліній, а сума скорегованих коефіцієнтів, що дорівнює -0,054 – напрямок і значення приросту потоку потужності.

Подібним чином метод керування реактивною потужністю

$$Q_{SOPi} = G_{dqi} (U_{xi} - U_{si}) + G_{qi} (U_{xi} - U_{ri}); \quad (4.3)$$

$$Q_{SOPj} = G_{dqj} (U_{xj} - U_{sj}) + G_{qj} (U_{xj} - U_{rj}), \quad (4.4)$$

де G_{dqi} , G_{qi} , G_{dqj} , G_{qj} – прирости потоку реактивної потужності від різниці напруг фідерів;

Q_{SOPi} , Q_{SOPj} – потоки реактивної потужності в фідерах з SOP .

Що стосується регулювання перетоку активної потужності, то в цьому випадку використовують рівність дійсних частин напруг на сусідніх фідерах в точках встановлення SOP . Аналогічно, для регулювання реактивної потужності на сусідніх фідерах можна використовувати рівність уявних складових цих напруг. Якщо синхронізація напруг, які вимірюються в точках встановлення SOP , здійснюється за напругою джерела живлення, то функціонально система керування описується такими залежностями:

$$P = f(\operatorname{Re} \Delta \dot{U}); Q_1 = f(\operatorname{Im} \dot{U}_1), Q_2 = f(\operatorname{Im} \dot{U}_2) \\ \text{при } \Delta \dot{U} \rightarrow \min; \min \{|\dot{U}_1|, |\dot{U}_2|\} \rightarrow \max. \quad (4.5)$$

У разі синхронізації за однією з напруг, наприклад $\dot{U}_1$, значення $\Delta \dot{U}$ не змінюються. Другим інформативним параметром може виступати модуль напруги $\dot{U}_1$:

$$P = f(|\dot{U}_1|); Q_1, Q_2 = f(\Delta \dot{U} \rightarrow \min; \min \{|\dot{U}_1|, |\dot{U}_2|\} \rightarrow \max). \quad (4.6)$$

Однак керування у такому випадку значно ускладнюється.

Ще один підхід до визначення оптимальних значень реактивної потужності, яку має генерувати SOP у вузлі k , у випадку однорідної електричної мережі полягає у їх визначенні за формулою:

$$Q_k = \text{Im} \left(\frac{U_{\Delta k}}{Z_{kk}} U_{\text{ном}} \right), \quad (4.7)$$

де $U_{\Delta k}$ – комплексна напруга вузла k відносно вузла живлення; Z_{kk} – власний комплексний опір вузла k (елемент матриці вузлових опорів).

У цьому випадку необхідно здійснювати вимірювання напруг одночасно на початку і наприкінці фідерів з передаванням інформації за допомогою пристроїв телемеханіки.

У разі неоднорідної мережі оптимальне значення реактивної потужності зміщується, що вимагає додаткового дослідження стосовно введення поправки.

4.3 Керування *Soft Open Point* за реакивною потужністю з метою оптимізації втрат потужності в розподільних електричних мережах

Визначення оптимального значення реактивної потужності, що має генеруватися SOP у вибраному вузлі електричної мережі, є актуальною задачею у контексті впровадження SOP .

Втрати активної потужності, що зумовлені перетоком реактивної потужності, в мережі будь-якої конфігурації можна визначити з використанням R - схеми заміщення електричної мережі

$$\Delta P(\mathbf{Q}) = 10^{-3} \mathbf{Q}^T \cdot \mathbf{U}_d^{-1} \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{U}_d^{-1} \cdot \mathbf{Q}, \quad (4.8)$$

де $\mathbf{Q}$ – вектор вхідних реактивних потужностей вузлів мережі $\mathbf{Q} = (Q_1, \dots, Q_n)^T$; $\mathbf{Q} = \mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K$, тут $\mathbf{Q}_H$ – вектор реактивних потужностей навантажень $\mathbf{Q}_H = (Q_{H1}, \dots, Q_{Hn})^T$; $\mathbf{Q}_K$ – вектор реактивних потужностей SOP ($\mathbf{Q}_K = (Q_{K1}, \dots, Q_{Kn})^T$); $\mathbf{U}_d^{-1}$ – діагональна матриця обернених напруг вузлів мережі; $\mathbf{R}$ – матриця вузлових активних опорів мережі.

Похідні втрат активної потужності по вхідних реактивних потужностях вузлів

$$\frac{d \Delta P(\mathbf{Q})}{d\mathbf{Q}} = 10^{-3} \cdot 2 \cdot \mathbf{U}_d^{-1} \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{U}_d^{-1} \cdot \mathbf{Q}. \quad (4.9)$$

Прирівнявши похідні до нуля

$$10^{-3} \cdot 2 \cdot \mathbf{U}_d^{-1} \cdot \mathbf{R} \cdot \mathbf{U}_d^{-1} \cdot (\mathbf{Q}_H - \mathbf{Q}_K) = \mathbf{0}, \quad (4.10)$$

можна отримати оптимальне значення реактивної потужності SOP, встановленого у будь-якому вузлі k мережі:

$$Q_k = \frac{U_{\Delta k}}{R_{kk}} U_k, \quad (4.11)$$

де $U_{\Delta k}$ – напруга вузла k відносно балансувального вузла в R -схемі заміщення електричної мережі; U_k – напруга вузла k ; R_{kk} – власний активний вузловий опір вузла k (елемент матриці вузлових активних опорів).

У випадку однорідної електричної мережі оптимальне значення реактивної потужності, яка має генеруватися SOP у вузлі k , можна визначити за формулою:

$$Q_{k0} \approx \operatorname{Im} \left(\frac{\dot{U}_{\Delta k}}{\underline{Z}_{kk}} U_{\text{ном}} \right), \quad (4.12)$$

де $\dot{U}_{\Delta k}$ – комплексна напруга вузла k електричної мережі відносно балансувального вузла; $\underline{Z}_{kk}$ – власний вузловий комплексний опір вузла k електричної мережі; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі.

У разі неоднорідної електричної мережі оптимальне значення реактивної потужності SOP зміщується і потрібно вводити поправку [105]

$$Q_{k\text{но}} = Q_{k0} - \Delta Q_{k\text{но}}, \quad (4.13)$$

де $\Delta Q_{k\text{но}}$ – поправка, що зумовлена неоднорідністю мережі.

Значення Q_{k0} як для однорідної, так і для неоднорідної мереж можна визначити за такою формулою:

$$Q_{k0} = - \sum_{i=1}^n \frac{R_{kk} X_{ki} - X_{kk} R_{ki}}{|\underline{Z}_{kk}|^2} P_i + \sum_{i=1}^n \frac{R_{kk} R_{ki} + X_{kk} X_{ki}}{|\underline{Z}_{kk}|^2} Q_i, \quad (4.14)$$

де R_{ki} , X_{ki} – активний та реактивний взаємні вузлові опори; P_i , Q_i – активна та реактивна потужності навантаження відповідних вузлів.

Однорідна мережа характеризується однаковим співвідношенням реактивних і активних опорів всіх елементів мережі і, відповідно, реактивних

і активних вузлових опорів. Перша складова дорівнює нулю для однорідної мережі і не дорівнює нулю для неоднорідної мережі.

З (4.14) випливає, що поправку для неоднорідної мережі можна розрахувати за формулою

$$\Delta Q_{k_{\text{HO}}} = - \sum_{i=1}^n \frac{R_{kk} X_{ki} - X_{kk} R_{ki}}{|Z_{kk}|^2} P_i + \sum_{i=1}^n \frac{R_{kk} R_{ki} + X_{kk} X_{ki}}{|Z_{kk}|^2} Q_i - \sum_{i=1}^n \frac{R_{ki}}{R_{kk}} Q_i, \quad (4.15)$$

Поправку, що зумовлена неоднорідністю мережі, можна також визначити за формулою [105]:

$$\Delta Q_{k_{\text{HO}}} = - \sum_{i=1}^n \operatorname{Im} \left(\frac{Z_{ki}}{Z_{kk}} \right) P_i + \sum_{i=1}^n \operatorname{Re} \left(\frac{Z_{ki}}{Z_{kk}} \right) Q_i - \sum_{i=1}^n \frac{R_{ki}}{R_{kk}} Q_i. \quad (4.16)$$

Зміни активної потужності навантаження споживачів на результат розрахунку за формулами (4.12), (4.13) як для однорідної, так і для неоднорідної мереж, не впливають, оскільки ця складова входить і у вираз (4.14) для визначення Q_{k_0} і у вирази (4.15) та (4.16) для визначення поправки.

Зміни реактивної потужності навантаження суміжних споживачів на результат розрахунку за формулами (4.12), (4.13) для неоднорідної мережі впливають досить істотно.

Оптимальні значення реактивної потужності SOP за інших значень реактивних потужностей навантажень характеризуються такими виразами [105]:

$$Q'_{10} = Q_{10} + \sum_{i=1}^n \operatorname{Re} \left(\frac{Z_{ki}}{Z_{kk}} \right) \Delta Q_i; \quad (4.17)$$

$$Q'_{1\text{но}} = Q_{1\text{но}} + \sum_{i=1}^n \frac{R_{ki}}{R_{kk}} \Delta Q_i, \quad (4.18)$$

де $\Delta Q_i = (Q'_i - Q_i)$ – приріст реактивної потужності навантаження i -го вузла; штрихом позначено змінені значення величин.

Таким чином, нові оптимальні значення

$$Q'_{10} = Q_{10} + k_1 \Delta Q; \quad (4.19)$$

$$Q'_{1\text{но}} = Q_{1\text{но}} + k_2 \Delta Q, \quad (4.20)$$

де $k_1 = \sum_{i=1}^n \operatorname{Re} \left(\frac{Z_{ki}}{Z_{kk}} \right) Q_i / Q_{\Sigma}$; $k_2 = \sum_{i=1}^n \frac{R_{ki}}{R_{kk}} Q_i / Q_{\Sigma}$ – поправні коефіцієнти;

Q_{Σ} – сумарна реактивна потужність навантаження в усіх вузлах мережі.

Оскільки значення Q'_{10} можуть бути визначені на основі прямих вимірювань $\dot{U}_{\Delta k}$ з (4.12), то з (4.19) можна визначити ΔQ , а з (4.20) – можна знайти $Q'_{1\text{но}}$.

Для перевірки адекватності розрахунку використаємо вузлове рівняння стану електричної мережі, згідно з яким втрати активної потужності

$$\Delta P = \sqrt{3} \operatorname{Re} [\mathbf{U}_{\Delta}^T \mathbf{J}], \quad (4.21)$$

де $\mathbf{U}_{\Delta} = \mathbf{Y}^{-1} \mathbf{J}$ – вектор-рядок комплексних напруг вузлів відносно балансувального вузла; $\mathbf{J} = -\hat{\mathbf{S}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}}$ – вектор-стовпець комплексних струмів вузлових навантажень, тут $\mathbf{Y}$ – матриця комплексних вузлових провідностей, $\hat{\mathbf{S}}$ – вектор комплексних спряжених потужностей навантажень споживачів.

Визначимо оптимальну потужність КРП з використанням SOP у вузлі 1 кільцевої мережі 110 кВ, розрахункова схема якої зображена на рис. 4.8, за критерієм мінімуму втрат активної потужності.

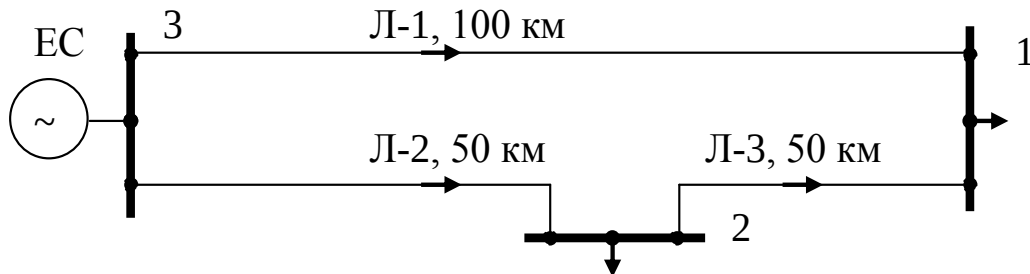


Рисунок 4.8 – Розрахункова схема кільцевої мережі

Припустимо, що опори ліній однорідної та неоднорідної мереж, відповідно, будуть:

$$\mathbf{Z}_{\text{BO}} = \text{diag} \begin{bmatrix} 10 + j40 \\ 5 + j20 \\ 5 + j20 \end{bmatrix} \text{ Ом}; \quad \mathbf{Z}_{\text{ВНО}} = \text{diag} \begin{bmatrix} 10 + j40 \\ 5 + j20 \\ 10 + j20 \end{bmatrix} \text{ Ом}.$$

Припустимо, що навантаження обох споживачів однакове $\underline{S}_1 = 12 + j12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $\underline{S}_2 = 12 + j12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Тоді оптимальне значення реактивної потужності для однорідної мережі $Q_{10} = 18 \text{ МВАр}$, а для неоднорідної мережі – $Q_{10} = 17,1 \text{ МВАр}$; $\Delta Q_{1\text{НО}} = 1,462 \text{ МВАр}$; $Q_{1\text{НО}} = 15,63 \text{ МВАр}$.

Припустимо, що реактивне навантаження споживача 2 зменшується на 4 МВАр: $\underline{S}_1 = 12 + j12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $\underline{S}_2 = 12 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Тоді для неоднорідної мережі оптимальні значення реактивної потужності, що отримані розрахунковим шляхом після зміни реактивного навантаження, будуть:

$$Q'_{10} = 15,18 \text{ МВАр}; \quad \Delta Q'_{1\text{НО}} = 0,755 \text{ МВАр}; \quad Q'_{1\text{НО}} = 14,42 \text{ МВАр}.$$

На основі початкових оптимальних значень, використавши співвідношення опорів $\frac{Z_{1k}}{Z_{11}} = 0,479 + j0,055$, $\frac{R_{12}}{R_{11}} = 0,303$, отримують такі самі значення:

$$Q'_{10} = 17,1 - 0,479 \cdot 4 = 15,18 \text{ МВАр};$$

$$Q'_{1\text{нo}} = 15,63 - 0,303 \cdot 4 = 14,42 \text{ МВАр}.$$

Математичний аналіз розподіленого навантаження здійснимо за даними ПЛ-10 кВ, що виконана проводом АС-35, Ф-33 Хмельницького РЕМ (рис. 4.9), на якому SOP пропонується встановити у вузлі 32.

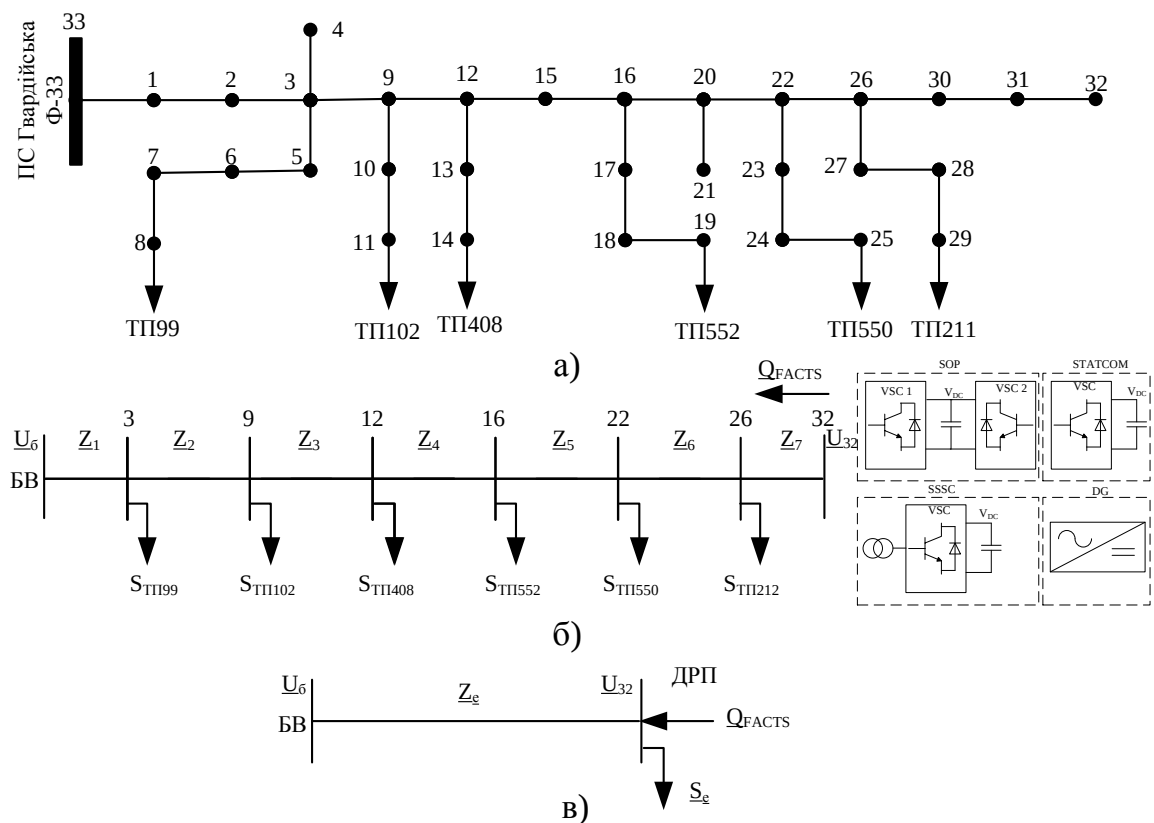


Рисунок 4.9 – Загальна а), спрощена б) та еквівалентна в) схеми електричної мережі

В табл. 4.3 наведені основні параметри мережі.

Таблиця 4.3 – Основні параметри мережі

Вітки	Опір ділянки, $\underline{Z}$, Ом	Вузол	Навантаження, $\underline{S}$, кВ·А
1, 2, 3	$1.385+0.563i$	8	$273.776+110.463i$
9	$1.426+0.579i$	11	$127.787+51.559i$
12	$0.607+0.247i$	14	$62.58+62.58i$
15, 16	$0.069+0.028i$	19	$164.227+66.262i$
20, 22	$0.897+0.364i$	25	$62.58+25.25i$
26	$0.607+0.247i$	29	$99.257+40.048i$
30,31,32	$0.483+0.196i$		

Діюче значення напруги наприкінці першого фідера в режимі максимального навантаження, його комплексний опір та оптимальне значення реактивної потужності для базового режиму будуть:

$$U_{32} = 9756 + j14,7 \text{ В}; \underline{Z}_{32.32} = 4,641 + j1,785 \text{ Ом}; \underline{Q}_{10} = 203,6 \text{ кВАр}.$$

Графік залежності втрат активної потужності як функції потужності SOP наведено на рис. 4.10.

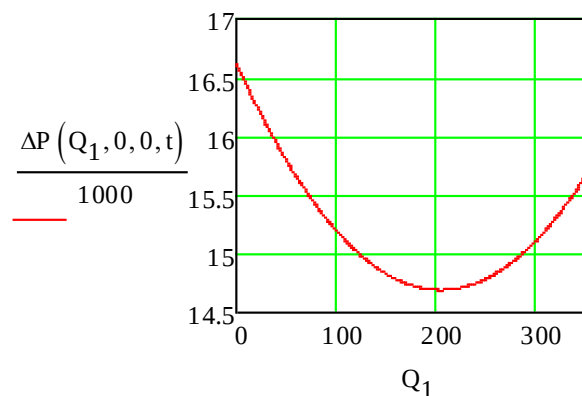


Рисунок 4.10 – Залежність втрат активної потужності від реактивної потужності *SOP* у вузлі 32

У разі, наприклад, заміни проводу АС-35 на вітках магістралі від початку фідера до вузла 15 на провід АС-50, що робить мережу неоднорідною, оптимальні значення реактивної потужності у вузлі 32 для цього базового режиму будуть:

$$\underline{Q}_{10} = 176,0 \text{ кВАр}; \quad \underline{Q}_{1\text{но}} = 186,6 \text{ кВАр}.$$

У разі збільшення навантаження вдвічі у вузлі 14 оптимальні значення реактивної потужності збільшуються. Значення поправних коефіцієнтів, можуть бути знайдені на основі базового режиму, для якого: $k_1 = 0,532$; $k_2 = 0,524$, а оскільки $\underline{Q}'_{10}$ можна визначити на основі результатів вимірювань з виразу (4.12): $\underline{Q}'_{10} = 210,1 \text{ кВАр}$, то використавши (4.19), (4.20), отримують:

$$\underline{Q}'_{1\text{но}} = \underline{Q}_{1\text{но}} + \frac{k_2}{k_1} (\underline{Q}'_{10} - \underline{Q}_{10}) = 220,2 \text{ кВАр}.$$

Точне значення $\underline{Q}'_{1\text{но}} = 221,6 \text{ кВАр}$.

Такий результат розрахунку за базовим режимом можна вважати достатньо точним (помилка не перевищує 0,5%).

З рис. 4.10 також випливає, що втрати активної потужності без *SOP* становлять 16,6 кВт, а з *SOP* потужністю 203,6 кВАр, встановленому у вузлі 32, – 14,7 кВт. Ефект зниження втрат у даному випадку порівняно невеликий $EЗВ = (16,6 - 14,7) / 203,6 = 0,009 \text{ кВт/кВАр}$. Цей показник можна збільшити приблизно в 1,5 рази, зменшивши потужність *SOP* вдвічі, що призведе до зменшення втрат потужності на 25% внаслідок квадратичної залежності втрат потужності від реактивної потужності *SOP*. Значно більшою є ефективність застосування *SOP* і, зокрема, *SOP* в більш протяжних електричних мережах операторів систем розподілу.

Показник *EЗВ* можна рекомендувати для визначення ефективності компенсації реактивної потужності.

4.4 Моделювання *Soft Open Point* з керуванням за реактивною потужністю за випадкового характеру навантаження

Для моделювання *SOP* з керуванням за реактивною потужністю розглянемо лінію електропередачі (рис. 4.11). Дільниці виконані проводом АС 50 (перша і друга) і АС 35 (третя і четверта). Довжина кожної дільниці 2 км. Графіки активної потужності у вузлах навантаження подано на рис. 4.12.

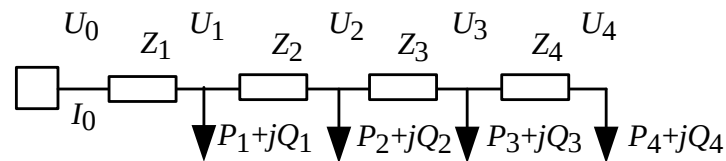


Рисунок 4.11 – Схема заміщення лінії електропередачі

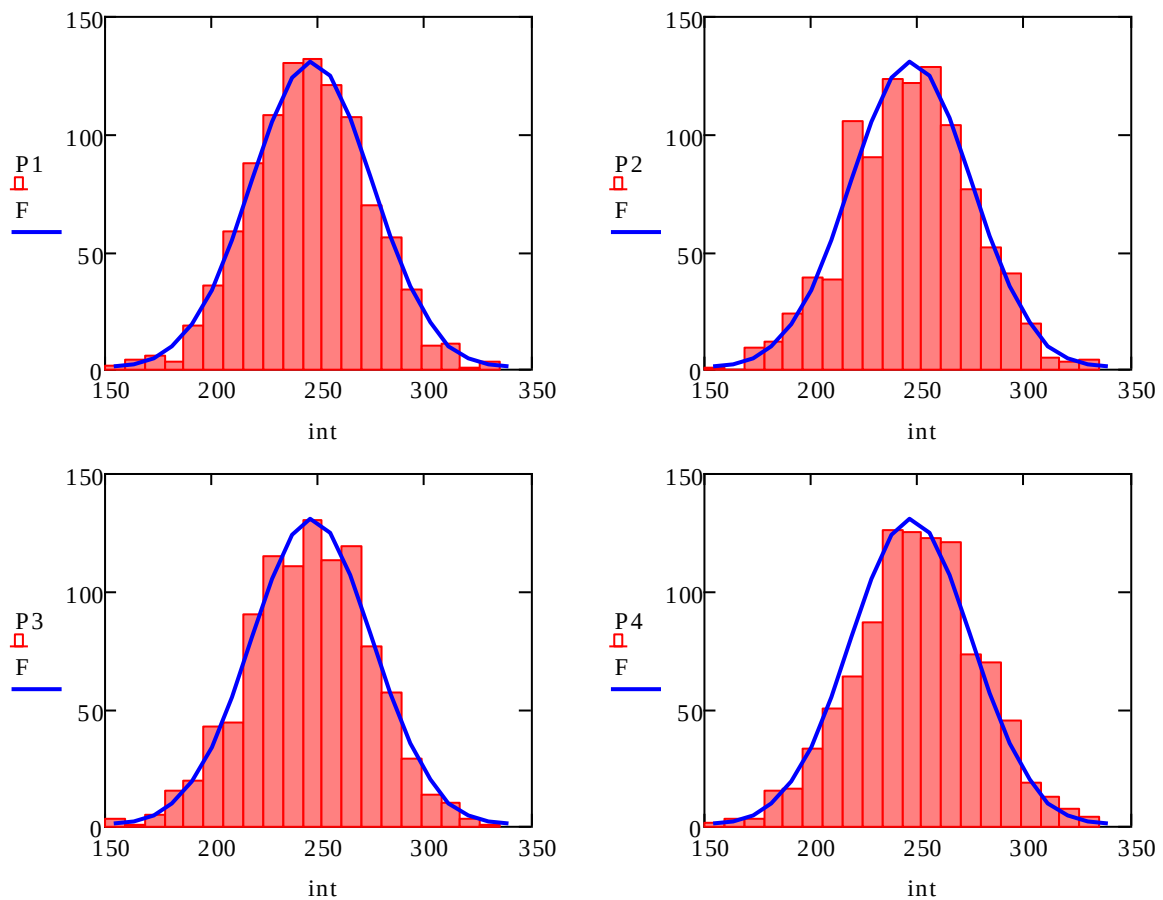


Рисунок 4.12 – Графіки активної потужності у вузлах навантаження

Графіки реактивної потужності у вузлах навантаження визначено через коефіцієнт реактивної потужності: 0,8 (перша і третя) та 0,6 (друга і четверта).

Графік реактивної потужності SOP , значення якої розраховані за формулою (4.12), показано на рис. 4.13. Максимальне значення реактивної потужності приблизно становить 200 кВАр.

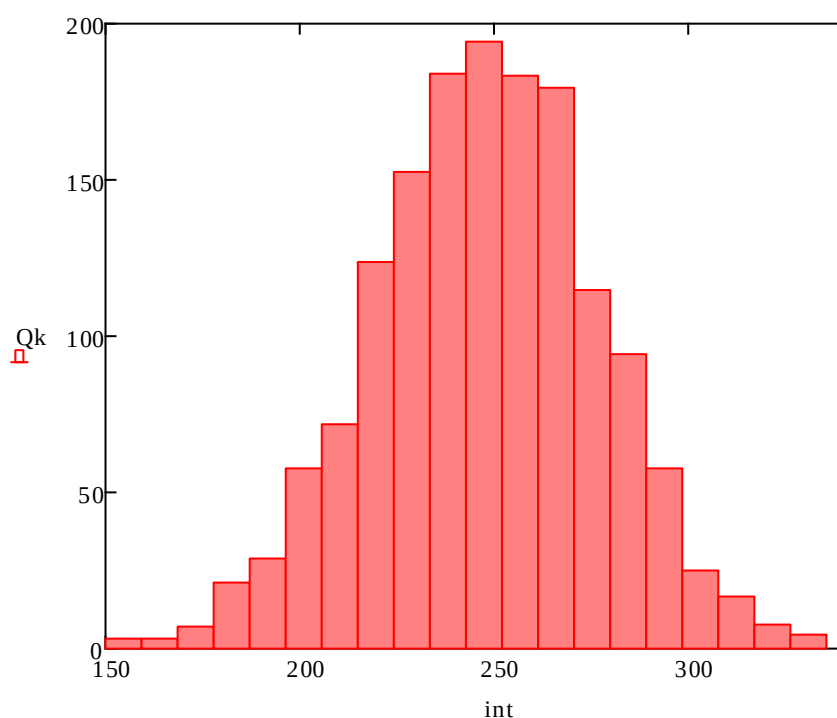


Рисунок 4.13 – Графік реактивної потужності SOP

Графіки втрат напруги в лінії до і після компенсації зображено на рис. 4.14. Як видно, максимальне значення втрат напруги зменшилось з 0,25 кВ до 0,2 кВ.

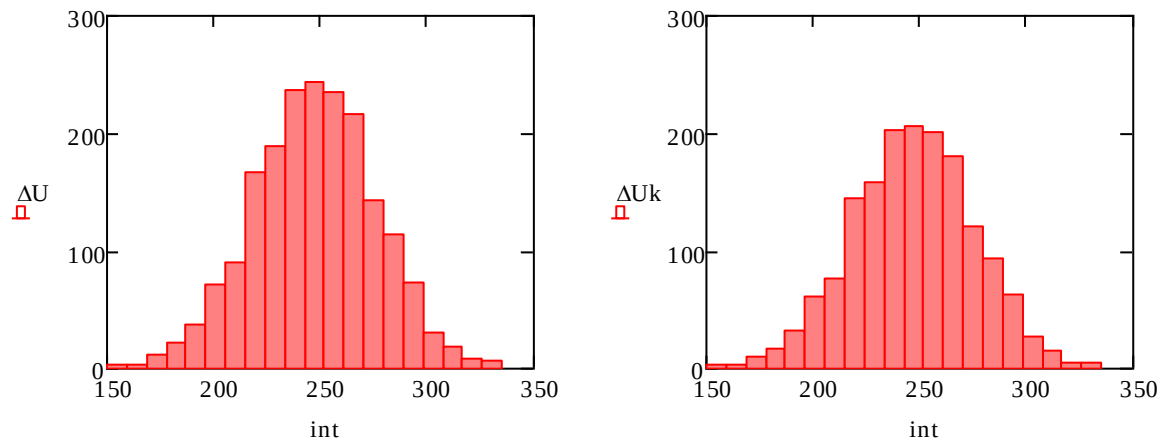


Рисунок 4.14 – Графіки втрат напруги в лінії до і після компенсації

Графіки втрат активної потужності, що зумовлені перетоками реактивної потужності в лінії, до і після компенсації зображено на рис. 4.15. Як видно, максимальне значення втрат зменшилось з 3,0 кВт до 0,6 кВт.

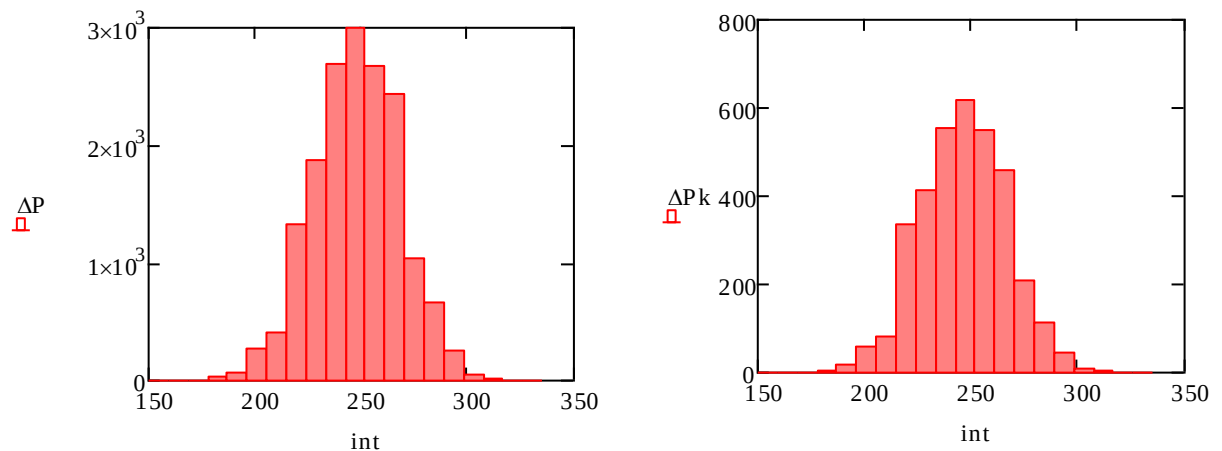


Рисунок 4.15 – Графіки втрат активної потужності в лінії до і після компенсації

Розглянемо ефективність компенсації реактивної потужності за випадкового характеру навантаження вузлів. Для моделювання повної потужності використано нормальний розподіл випадкових незалежних величин, а для моделювання коефіцієнта потужності – рівномірний розподіл випадкових незалежних величин в діапазоні 0,5...0,95. Функції розподілу

реактивної потужності у вузлах навантаження подано на рис. 4.16. Функція розподілу реактивної потужності SOP , що забезпечують мінімальне значення втрат активної потужності в лінії електропередачі, значення яких визначені за формулою (4.12), показано на рис. 4.17 [106]. Максимальне значення реактивної потужності приблизно становить 300 кВАр.

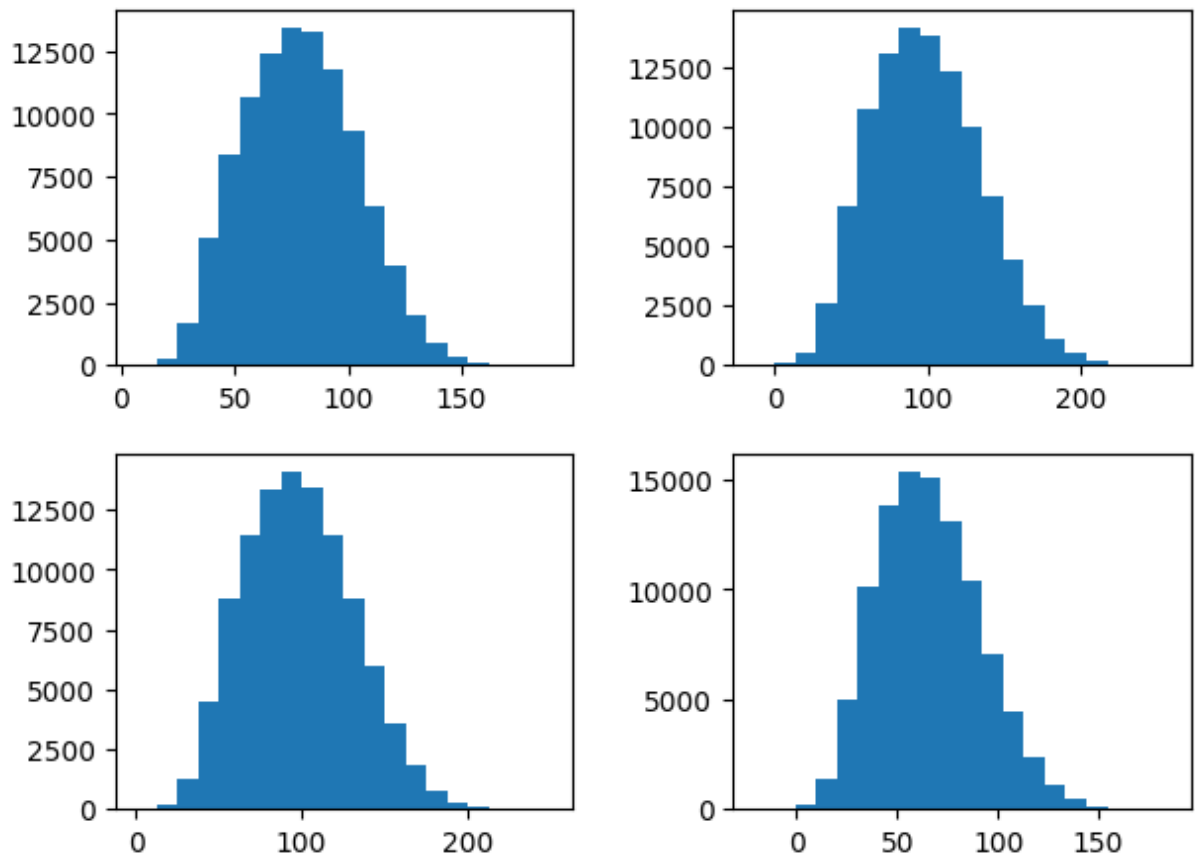


Рисунок 4.16 – Функції розподілу реактивної потужності у вузлах навантаження

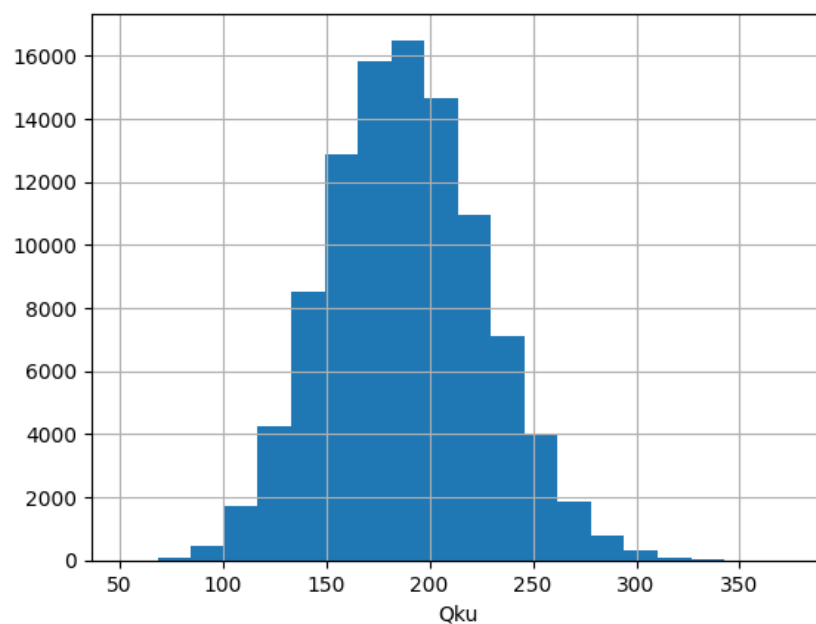


Рисунок 4.17 – Функція розподілу реактивної потужності SOP

Функції розподілу втрат напруги в лінії до і після компенсації зображено на рис. 4.18. Як видно, максимальне значення втрат напруги в лінії зменшилось з 0,25 кВ до 0,2 кВ.

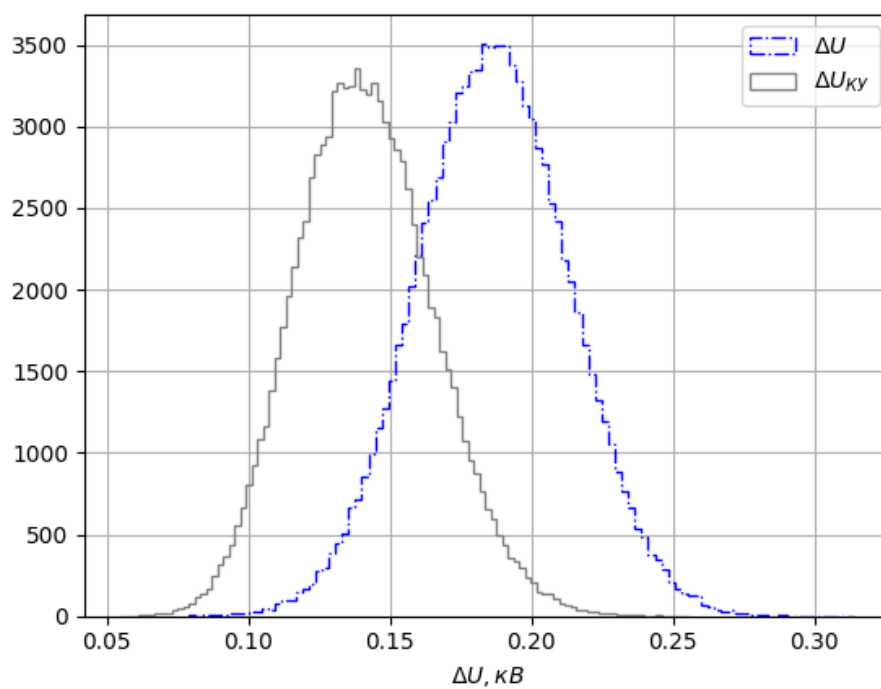


Рисунок 4.18 – Функції розподілу втрат напруги до і після компенсації

Функції розподілу втрат активної потужності, що зумовлені перетоком активної потужності в лінії, до і після компенсації реактивної потужності зображено на рис. 4.19. Середнє значення втрат потужності в лінії зменшилось з 4,04 кВт до 3,56 кВт.

Функції розподілу втрат активної потужності в лінії, що зумовлені перетоком реактивної потужності, до і після компенсації реактивної потужності зображено на рис. 4.20. Середнє значення втрат потужності в лінії зменшилось з 2,2 кВт до 0,5 кВт.

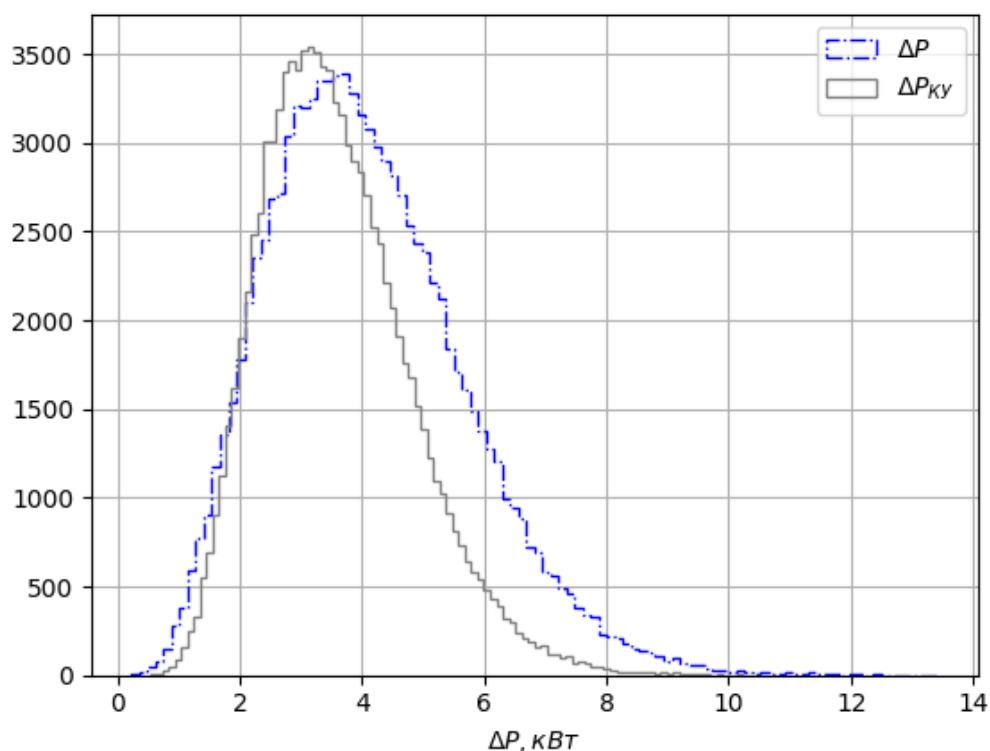


Рисунок 4.19 – Функції розподілу втрат активної потужності в лінії до і після компенсації

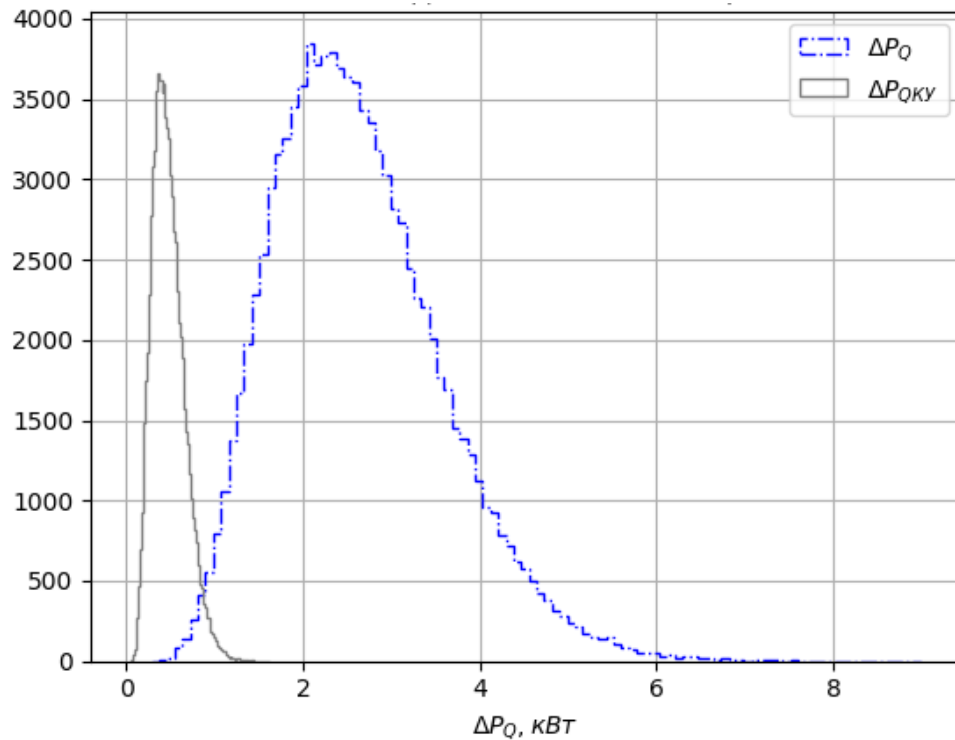


Рисунок 4.20 – Функції розподілу втрат активної потужності в лінії, що зумовлені перетоком реактивної потужності, до і після компенсації

4.5 Моделювання *Soft Open Point* з керуванням за активною та реактивною потужністю за випадкового характеру навантаження

Задача оптимальної компенсації реактивної потужності в суміжних фідерах формується у вигляді двох незалежних умов:

$$Q_{k1} \approx \text{Im} \left(\frac{-\Delta \dot{U}_{k1}}{\underline{Z}_{k1}} U_{\text{ном}} \right); \quad Q_{k2} \approx \text{Im} \left(\frac{-\Delta \dot{U}_{k2}}{\underline{Z}_{k2}} U_{\text{ном}} \right), \quad (4.22)$$

де $\Delta \dot{U}_{k1}, \Delta \dot{U}_{k2}$ – комплексні спади напруг в суміжних фідерах;

$\underline{Z}_{k1}, \underline{Z}_{k2}$ – комплексні опори фідерів.

У випадку виконання цих умов втрати активної потужності в фідерах будуть мінімальними.

Задача оптимізації перетоків активної потужності між суміжними фідерами фактично може бути зведена до вирівнювання спадів напруг на суміжних фідерах [107]:

$$P_k \approx \operatorname{Re} \left(\frac{\operatorname{Re} \Delta \dot{U}_{k2} - \operatorname{Re} \Delta \dot{U}_{k1}}{Z_{k1} + Z_{k2}} U_{\text{ном}} \right). \quad (4.23)$$

У разі виконання умов (4.22), (4.23) втрати напруги в фідерах будуть однаковими і мінімальними. Мінімальними будуть і втрати активної потужності.

На рис. 4.21 зображено схему заміщення двох суміжних ліній, кожна з яких має дві ділянки. Ділянки виконані проводом АС 50 (перша і друга) і АС 35 (третя і четверта). Довжина кожної ділянки 2 км. Графіки активної потужності у вузлах навантаження подано на рис. 4.10. Графіки реактивної потужності у вузлах навантаження визначено через коефіцієнт реактивної потужності: 0,8 (перша і третя) та 0,6 (друга і четверта) [107].

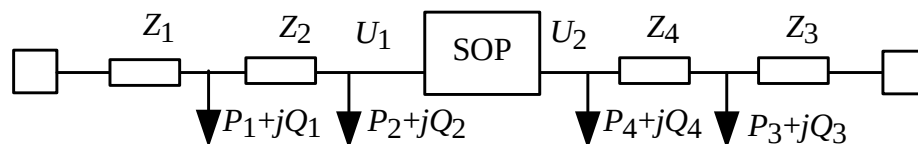
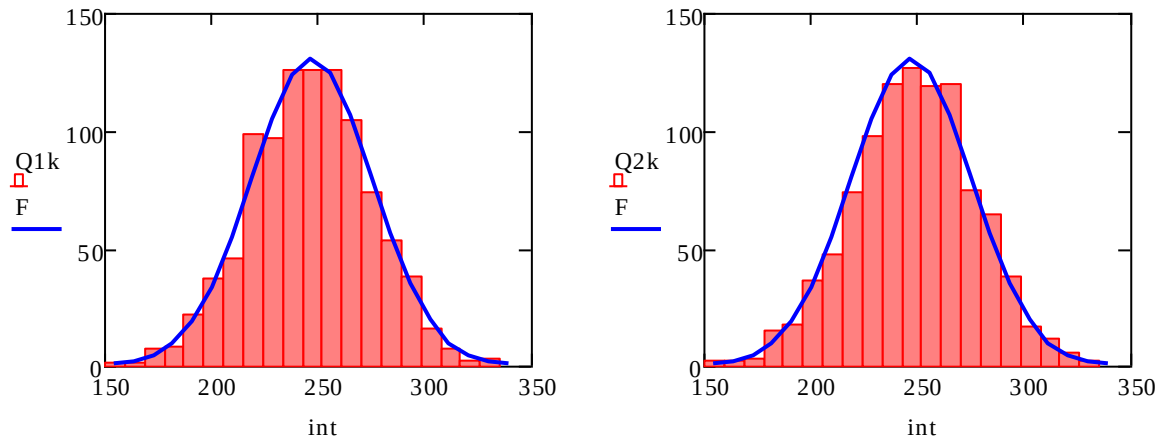
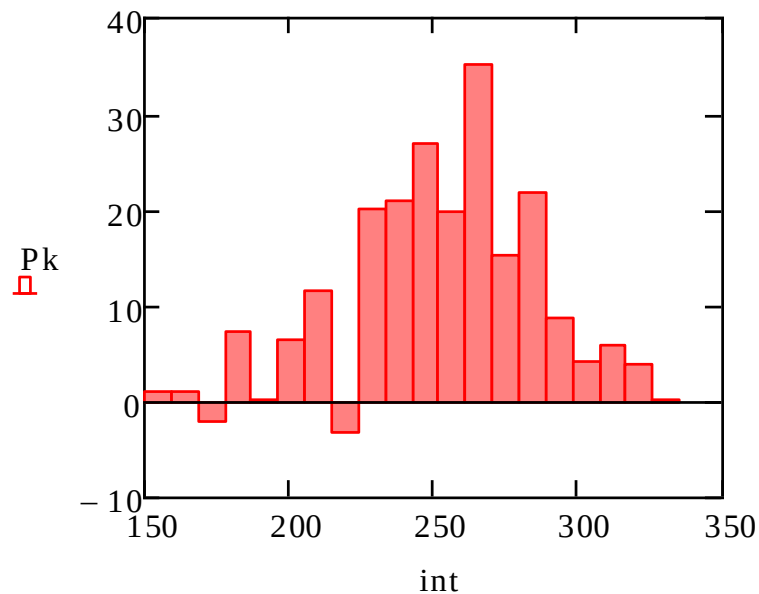


Рисунок 4.21 – Схема заміщення суміжних ліній електропередачі

Графіки реактивної потужності *SOP*, що забезпечують мінімальне значення втрат активної потужності в суміжних лініях електропередач, значення яких визначені за формулою (4.22), показано на рис. 4.22. Максимальне значення реактивної потужності в кожній лінії становить 300 кВАр.

Рисунок 4.22 – Графіки реактивної потужності *SOP*

Графік активної потужності *SOP*, що забезпечує мінімальне значення втрат активної потужності в суміжних лініях електропередач, значення якої визначені за формулою (4.23), показано на рис. 4.23. Максимальне значення активної потужності в кожній лінії становить 35 кВт.

Рисунок 4.23 – Графік активної потужності *SOP*

Графіки втрат напруги в лініях до і після компенсації зображено на рис. 4.24. Максимальне значення втрат напруги зменшилось з 80 В до 60 В.

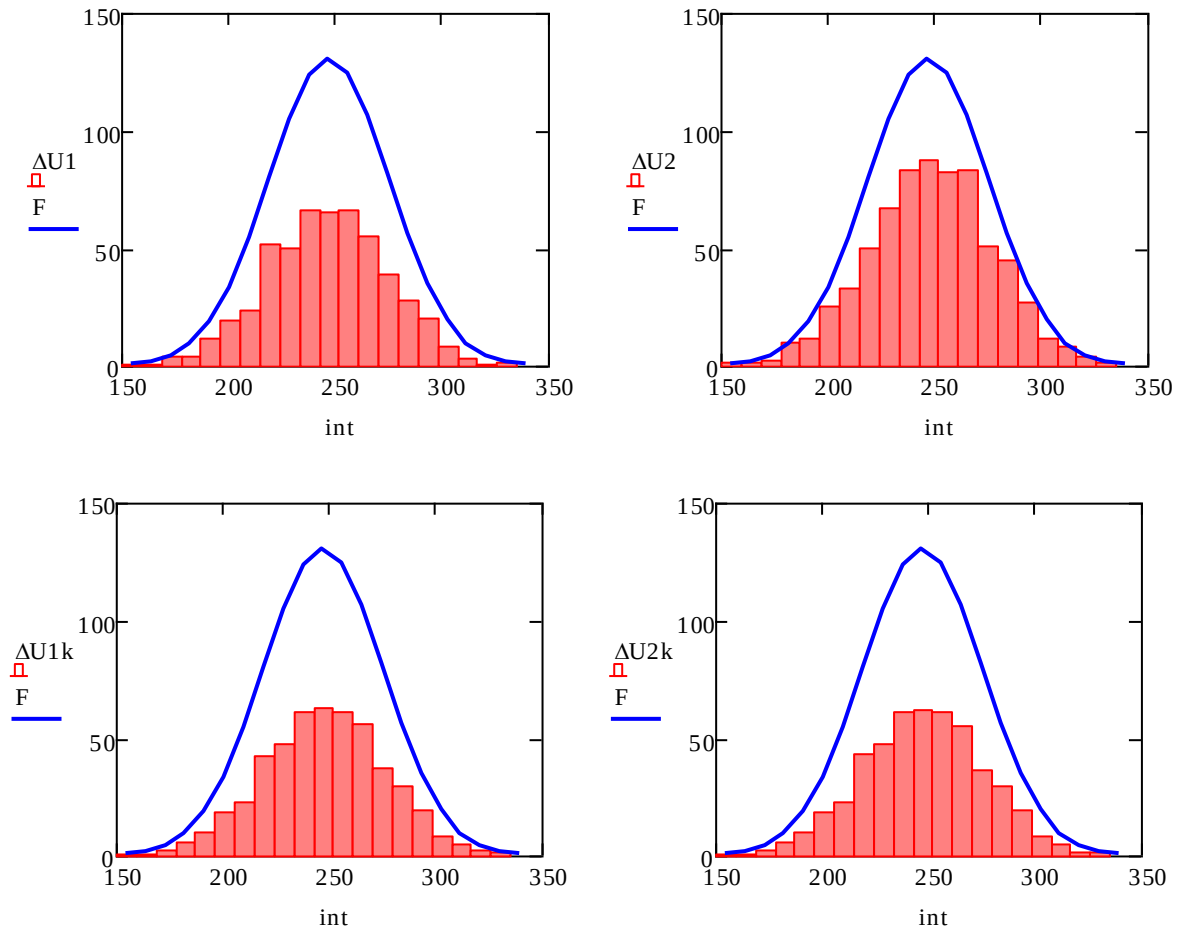


Рисунок 4.24 – Графіки втрат напруги в лініях до і після компенсації

Графіки втрат активної потужності в лініях від перетоків реактивної та активної потужності до і після компенсації зображено на рис. 4.25. Як видно, максимальне значення втрат, що зумовлені перетоками реактивної потужності, зменшилось з 1,0 кВт до 0,16 кВт. Максимальне значення втрат, що зумовлені перетоком активної потужності, зменшилось з 2,4 кВт до 2,3 кВт.

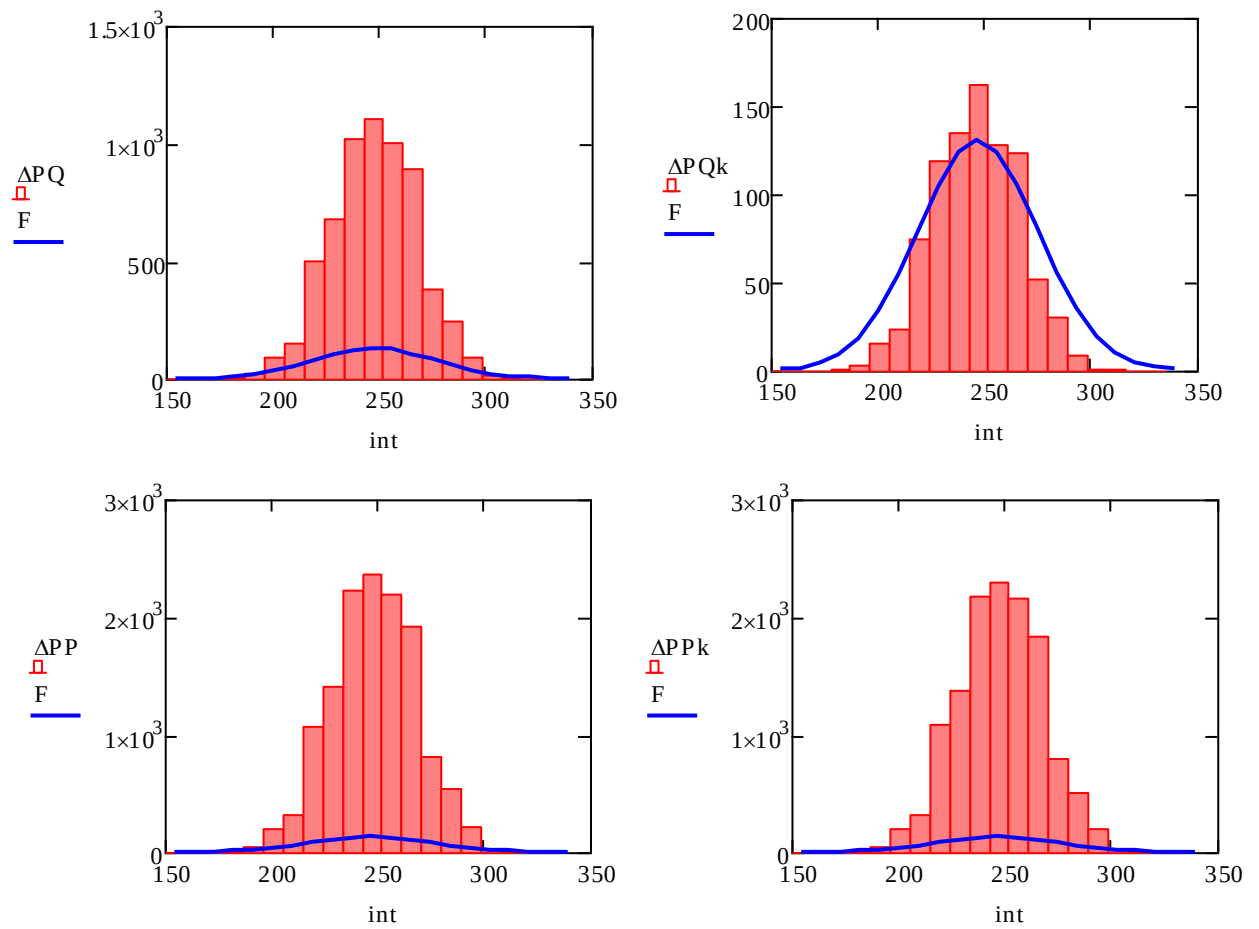


Рисунок 4.25 – Графіки втрат активної потужності в лініях до і після компенсації

Розглянемо ефективність застосування *SOP* за випадкового характеру навантаження вузлів [107]. Для моделювання повної потужності використано нормальний розподіл випадкових незалежних величин, а для моделювання коефіцієнта потужності – рівномірний розподіл випадкових незалежних величин в діапазоні 0,5...0,95. Функції розподілу активної та реактивної потужності у вузлах навантаження подано, відповідно, на рис. 4.26 та рис. 4.27.

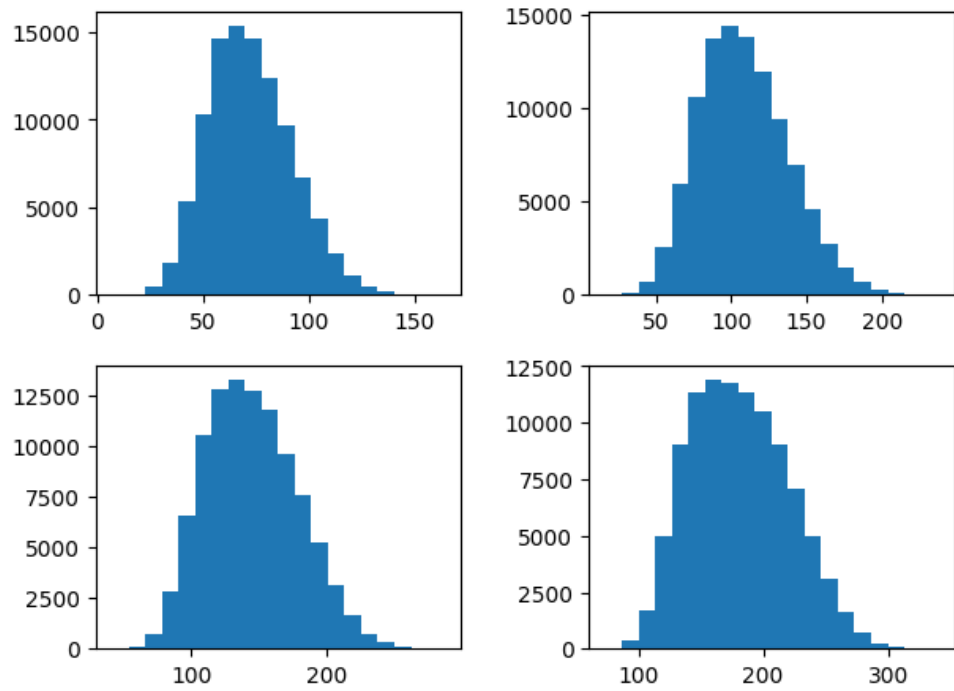


Рисунок 4.26 – Функції розподілу активної потужності у вузлах навантаження

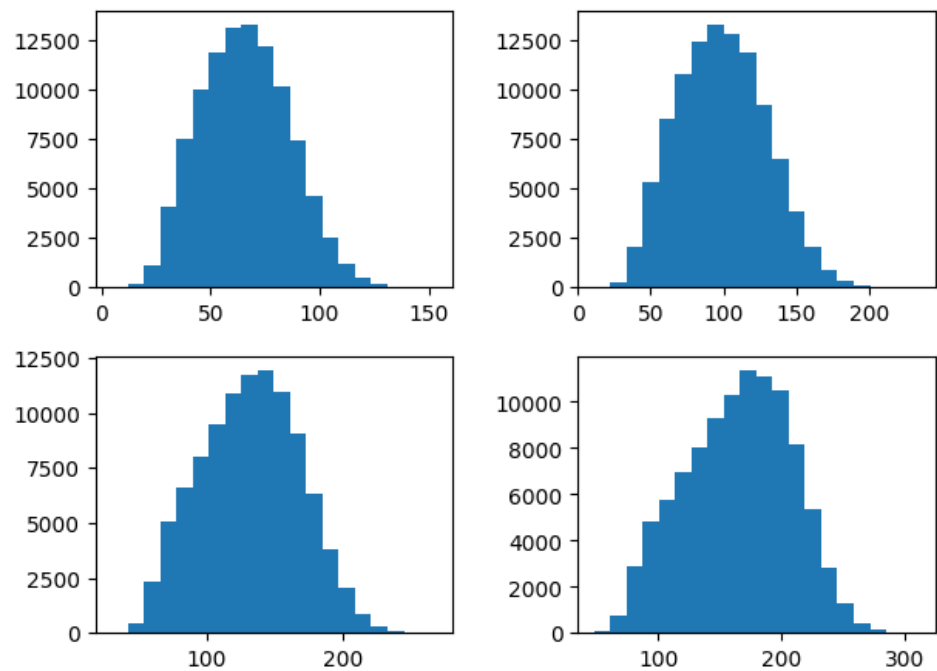


Рисунок 4.27 – Функції розподілу реактивної потужності у вузлах навантаження

Функції розподілу втрат напруги в лінії до встановлення *SOP* зображено на рис. 4.28. Як видно, максимальне значення втрат напруги в першій і другій лініях, відповідно, становлять 0,08 кВ та 0,16 кВ.

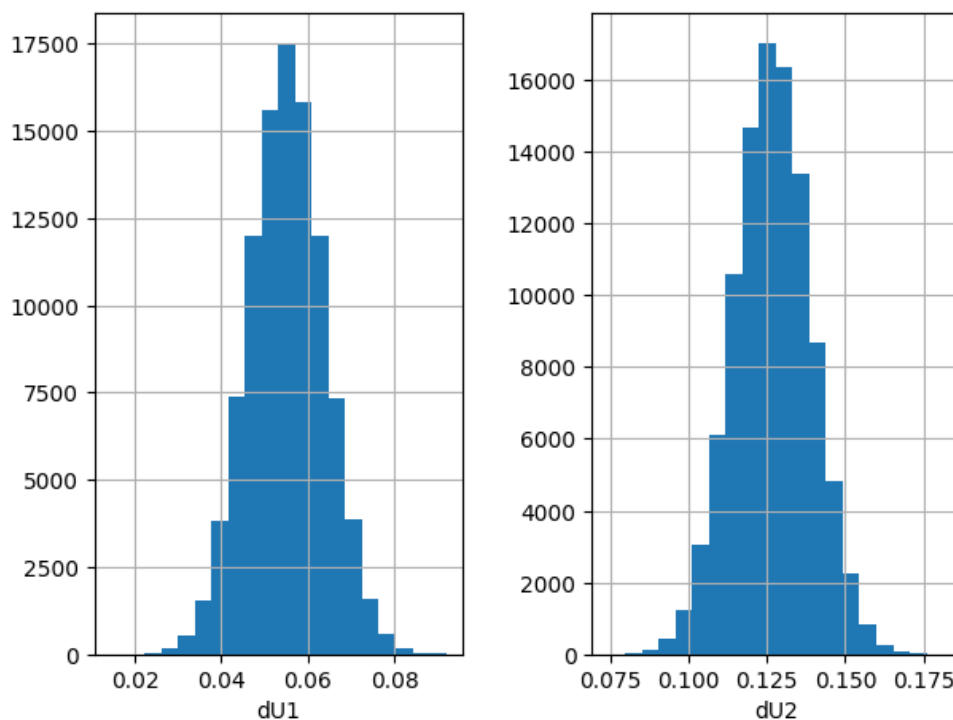


Рисунок 4.28 – Функції розподілу втрат напруги до встановлення *SOP*

Функції розподілу реактивної потужності, що генерується *SOP* в перший та другий фідери, які забезпечують мінімальне значення втрат активної потужності в лініях електропередачі, значення яких визначені за формулою (4.22), показано на рис. 4.29. Максимальне сумарне значення реактивної потужності приблизно становить 500 кВАр.

Функція розподілу активної потужності, що передається *SOP* з першого на другий фідер, яка забезпечує однакове значення втрат напруги в лініях електропередачі, значення яких визначені за формулою (4.23), показано на рис. 4.30. Максимальне значення перетоку активної потужності приблизно становить 150 кВт.

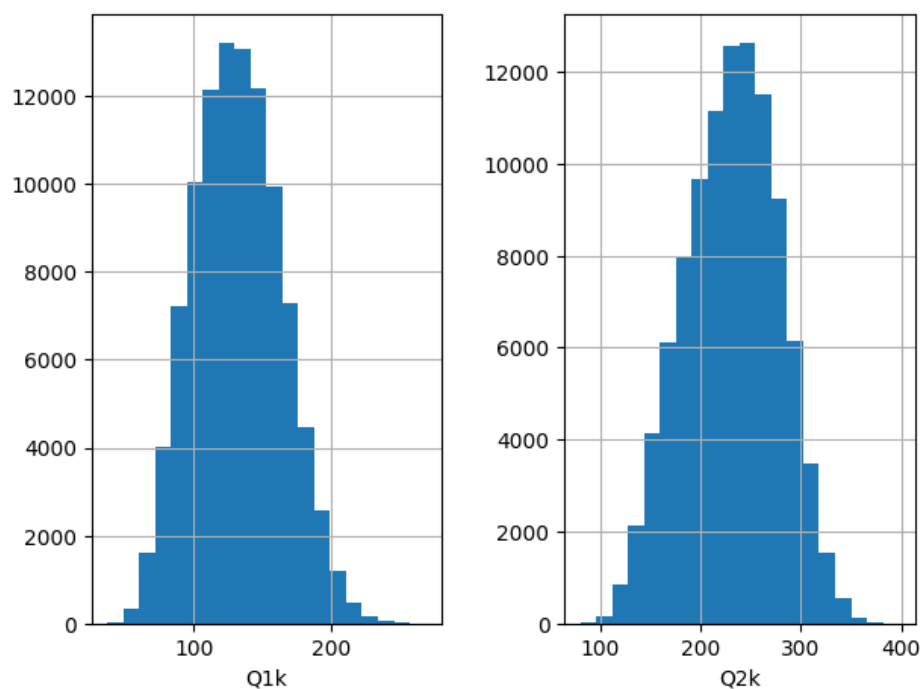


Рисунок 4.29 – Функції розподілу реактивної потужності, що генерується *SOP* в перший та другий фідери

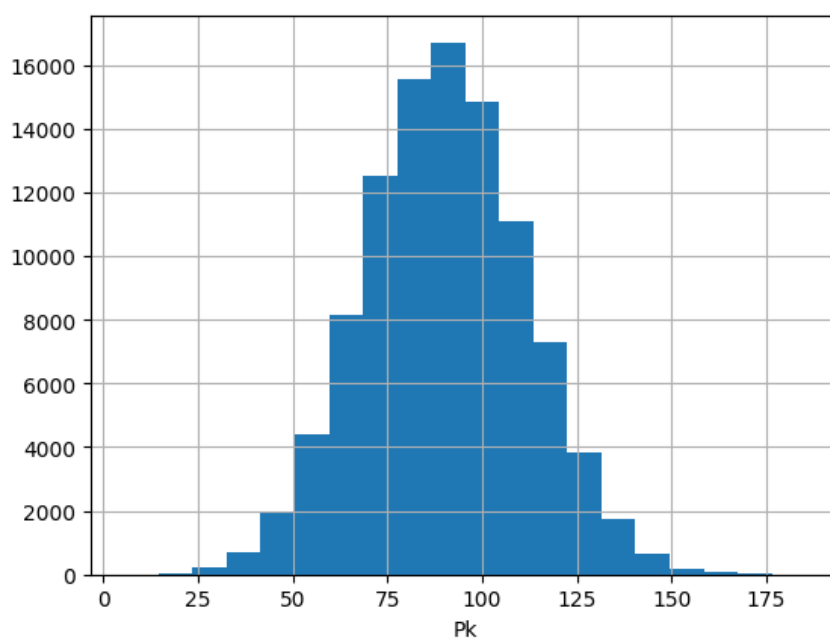


Рисунок 4.30 – Функція розподілу активної потужності, що передається *SOP* з першого на другий фідер

Функції розподілу втрат напруги в лініях після встановлення *SOP* зображено на рис. 4.31. Як видно, максимальне значення втрат напруги в лінії 2 зменшилось з 0,16 кВ до 0,12 кВ.

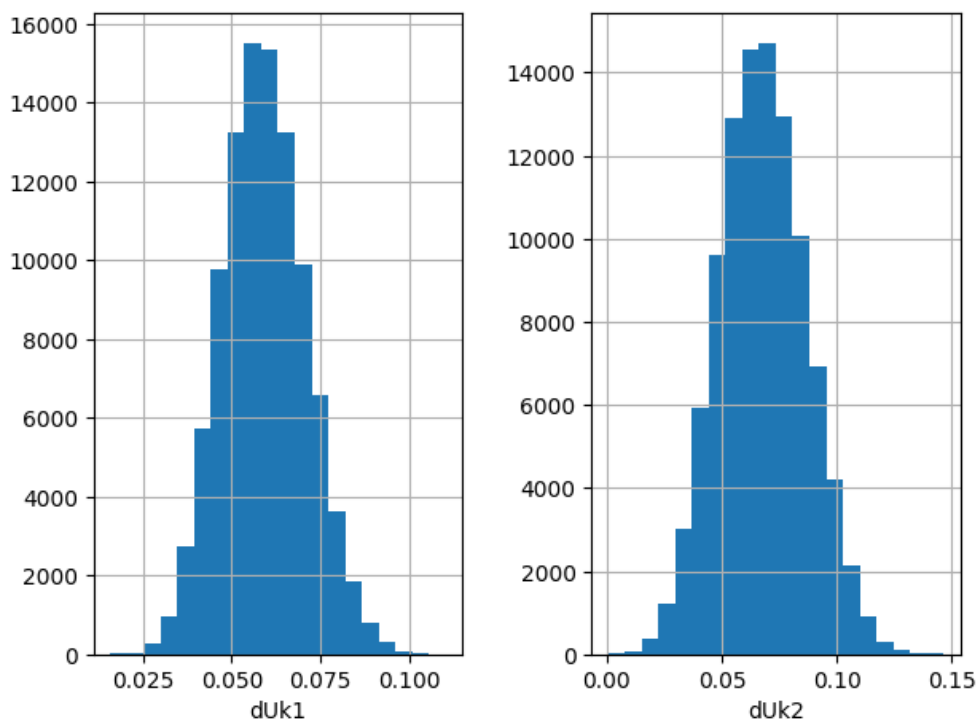


Рисунок 4.31 – Функції розподілу втрат напруги після встановлення *SOP*

Функції розподілу втрат активної потужності в лінії, що зумовлені перетоком реактивної та активної потужностей, до і після встановлення *SOP* зображено, відповідно, на рис. 4.32 та рис. 4.33. Середнє значення втрат, що зумовлені перетоками реактивної потужності, зменшилось з 2,34 кВт до 0,17 кВт. Середнє значення втрат, що зумовлені перетоком активної потужності, зменшилось з 2,78 кВт до 2,32 кВт. Середнє значення втрат потужності в лініях зменшилось з 5,1 кВт до 2,5 кВт.

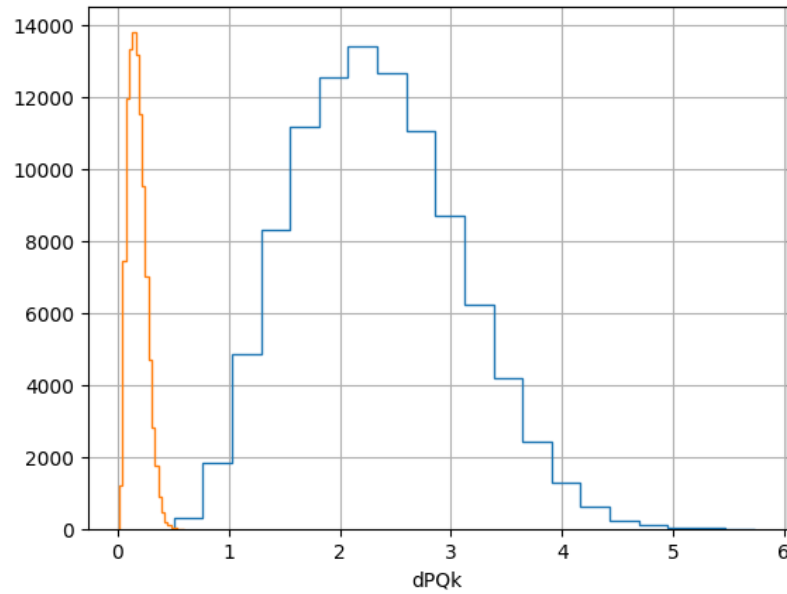


Рисунок 4.32 – Функції розподілу втрат активної потужності в лініях, що зумовлені перетоком реактивної потужності, до і після встановлення *SOP*

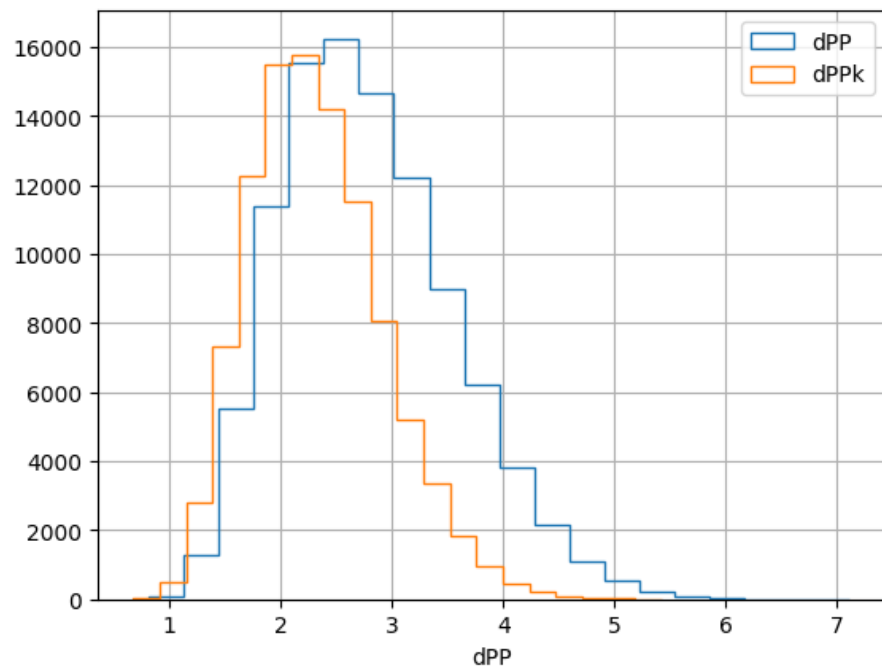


Рисунок 4.33 – Функції розподілу втрат активної потужності в лініях, що зумовлені перетоком активної потужності, до і після встановлення *SOP*

4.6 Висновки до розділу 4

1. Проаналізовано застосування *SOP* в мережах 10 кВ операторів систем розподілу для зменшення втрат електроенергії. Розрахунок на реальних даних Ф-33 та Ф-45 Хмельницького РЕМ показав, що застосування *SOP* приводить до зменшення втрат електроенергії в мережах 10 кВ на 14,2 %, термін окупності встановлення пристрою становить приблизно 8 років.

2. Запропоновано принципи керування *SOP*, в основу яких покладено порівняння напруг наприкінці фідерів з синхронізацією та без синхронізації нульового початкового кута напруги на початку фідерів, а також використання різниці напруг наприкінці фідерів та на їх початку. Останній алгоритм є найбільш точним у випадку однорідних мереж. Подальший напрямок дослідження – оцінювання похибок та поширення останнього алгоритму на неоднорідні мережі.

3. Запропоновано метод керування *SOP* за реактивною та активною потужностями за критерієм мінімуму втрат активної потужності в темпі реального часу з використанням результатів вимірювання комплексних напруг на початку лінії електропередачі та в точці приєднання *SOP* і значенням комплексного опору лінії електропередачі між цими двома точками. Проаналізовано можливість корегування оптимального значення реактивної потужності в неоднорідній мережі на основі результатів розрахунку за середніми потужностями навантажень вузлів.

4. В результаті моделювання розподільних електричних мереж, що оснащені *SOP*, з використанням відношення комплексних напруг на початку лінії електропередачі та в точці приєднання *SOP* і комплексного опору лінії електропередачі між цими двома точками за випадкового характеру навантаження забезпечує достатню для практики точність керування.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено науково-прикладне завдання підвищення надійності електропостачання споживачів та ефективності електричних мереж операторів систем розподілу.

Основні теоретичні та експериментальні дослідження, які виконані в дисертаційній роботі, можуть бути узагальнені такими висновками:

1. Для підвищення надійності електропостачання споживачів в Україні необхідним є запровадження ефективного регуляторного регулювання та впровадження систем автоматизованого та автоматичного керування електричними мережами операторів систем розподілу. На першому етапі необхідною є встановлення реклоузерів для автоматизованого та автоматичного секціонування розподільних мереж.

2. Запропоновано матричний метод визначення показників надійності розподільних електричних мереж, в основу якого покладено використання матриці шляхів (коефіцієнтів струморозподілу). Метод дозволяє врахувати належність окремих ділень ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх диференційованого впливу на показники надійності, що дає змогу спростити розрахунок та частково автоматизувати визначення місць встановлення реклоузерів.

3. Дістав подальшого розвитку метод реконфігурації розподільних мереж за критерієм мінімуму втрат електроенергії та показниками надійності електропостачання споживачів з перевіркою обмежень щодо максимальних значень втрат напруги у вузлах навантажень і максимальних струмів навантаження ліній електропередачі, який оснований на аналізі чутливості зменшення втрат активної потужності або втрат електроенергії, що полягає у замиканні хорди і розмиканні вітки дерева і ґрунтується на виборі для розмикання найвіддаленішої вітки, що входить в контур, який розмикається, (хорда і вітка, яка розмикається, знаходяться на суміжних відгалуженнях).

Початкова орієнтація у разі вибору віток для розмикання виконується на основі розрахунку замкнутої мережі. Вітки з відносно малими струмами визначаються як потенційно оптимальні для розмикання.

4. Проаналізовано застосування *Soft Open Point (SOP)* в мережах 10 кВ операторів систем розподілу для зменшення втрат електроенергії. Розрахунок на реальних даних Ф-33 та Ф-45 Хмельницького РЕМ показав, що застосування *SOP* приводить до зменшення втрат електроенергії на 14,2 %, термін окупності встановлення пристрою становить приблизно 8 років.

Вперше запропоновано метод керування *SOP* за реактивною та активною потужностями за критерієм мінімуму втрат активної потужності в темпі реального часу з використанням результатів вимірювання комплексних напруг на початку лінії електропередачі та в точці приєднання *SOP* і значенням комплексного опору лінії електропередачі між цими двома точками.

Показано, що цей метод дозволяє визначити близькі до оптимального значення реактивні та активні потужності *SOP* для мінімізації втрат електроенергії в електричній мережі в темпі реального часу.

Проаналізовано можливість корегування оптимального значення реактивної потужності в неоднорідній мережі на основі результатів розрахунку за середніми потужностями навантажень вузлів.

В результаті моделювання розподільних електричних мереж, що оснащені *SOP*, з використанням відношення комплексних напруг на початку лінії електропередачі та в точці приєднання *SOP* і комплексного опору лінії електропередачі між цими двома точками за випадкового характеру навантаження забезпечує достатню для практики точність керування.

5. Отримані наукові результати, а саме: матричний метод розрахунку надійності розгалужених розподільних мереж і вибору оптимальних місць розміщення реклоузерів впроваджено в ТОВ «ОПТИМА ЕНЕРДЖИ Україна»,

що підтверджено довідкою про впровадження від 02.09.2024 р. Результати роботи також використовуються у ВНТУ на кафедрі “Електротехнічні системи електроспоживання та енергетичний менеджмент” для підготовки фахівців за спеціальністю 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”, акт про впровадження від 11.09.2024 р.

Результати теоретичного дослідження підтверджуються отриманими результатами експериментального дослідження в межах допустимої розбіжності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] *Grid 2030: A national version for electricity's second 100 years.* – Of-fice of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy. 89 p. July 2003.
- [2] *European Smart Grids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity.* 44 p, 2006. [Electronic resource] – Mode of access: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a2ea8d86-7216-444d-8ef5-2d789fa890fc/language-en>
- [3] *Strategic Research Agenda Update of the SmartGrids. SRA 2007 for the needs by the year 2035.* 72 p. 2012. [Electronic resource]. Mode of access: <http://www.smartgrids.eu/documents/sra2035.pdf>
- [4] *EPRI's IntelliGridSM initiative.* [Electronic resource] . Mode of access: [http:// intelligrid.epri.com](http://intelligrid.epri.com)
- [5] Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк, «Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення,» *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 44–50, 2010. ISSN 1607-7970.
- [6] Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, «Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України,» *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип. Ч. 1.* Київ: ІЕД НАН України, с. 5–20, 2011.
- [7] Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк, «Розвиток інтелектуальних електричних мереж України на основі положень концепції Smart Grid» *Праці Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Спец. вип.* Київ: ІЕД НАН України, с. 5–13. 2012.
- [8] *Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. За заг. ред. акад. НАН України О. В. Кириленка. Інститут електродинаміки НАН України.* Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 400 с. 2016.

[9] О. Г. Гриб, Д. А. Гапон, Т. С. Ієрусалімова, М. С. Белов, та О. В. Лелека, «Аналіз нормативної бази по проектуванню і побудові систем Smart Grid, яка базується на цифрових підстанціях», *Вісник НТУ «ХПІ»*, № 19 (1128), с. 74-78, 2015. ISSN 2079 - 4525.

[10] J. A. Momoh, *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*. Wiley-IEEE Press, 2012.

[11] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York, NY, USA: Plenum, 1996.

[12] *Reliability of Electric Utility Distribution Systems*: EPRI White Paper 1000424 Final Report, October 2000.

[13] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability-Practical Methods and Applications*. Piscataway, NJ, USA: IEEE, 2009.

[14] В. В. Козирський, О. В. Гай, *Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання : монографія*. Київ: Гнозис, 2013.

[15] В. В. Козирський, О. В. Гай, В. А. Костюк, П. В. Петров, «Розгалужена магістраль, як елемент розподільної електричної мережі,» *Енергетика та електрифікація*. №10, с. 31–33, 2013.

[16] С. А. Тимчук, Н. М. Черемисин, *Синтез оптимальной структуры распределительных электрических сетей при неопределенности исходной информации*. Харьков: ООО «В деле», 270 с. 2016.

[17] С. А. Тимчук, М. А. Сиротенко, С. Я. Бовчалюк. *Синтез оптимального размещения средств повышения эффективности электроснабжения при неопределенности исходной информации*. Харьков: ФЛП Панов А.Н., 116 с. 2018.

[18] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*. CRC Press, 2018.

[19] L. Carreiro, *Smart Grids: Efficiency and Reliability in Power Delivery*. Springer, 2021.

[20] David Littell, Camille Kadoch, Phil Baker, Ranjit Bharvirkar, Max Dupuy, Brenda Hausauer, Carl Linvill, Janine Migden-Ostrander, Jan Rosenow, and Wang Xuan, «Next-Generation Performance-Based Regulation Emphasizing Utility Performance to Unleash Power Sector Innovation,» *Regulatory Assistance Project Owen Zinaman and Jeffrey Logan. National Renewable Energy Laboratory Technical Report NREL/TP-6A50-68512*, September 2017. 88 p.

[21] Joel Seppälä and Pertti Järventausta «Analyzing Supply Reliability Incentive in Pricing Regulation of Electricity Distribution Operators,» *Energies*, 17, 1451, 2024. <https://doi.org/10.3390/en17061451>.

[22] Afroz Alam, Mohd Tariq, Mohammad Zaid, Preeti Verma, Marwan Alsultan, Shafiq Ahmad, Adil Sarwar and Md. Alamgir Hossain, «Optimal Placement of Reclosers in a Radial Distribution System for Reliability Improvement,» *Electronics* 2021, 10, 3182.
<https://www.mdpi.com/journal/electronics>

[23] A. Merlin, H. Back, «Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System,» *In Proceedings of the 1975 Fifth Power Systems Computer Conference (PSCC)*, Cambridge, pp. 1–18, September, 1975.

[24] S. Civanlar, J. Grainger, H. Yin, and S. Lee, «Distribution feeder reconfiguration for loss reduction,» *Power Delivery IEEE Transactionson*, vol. 3, no. 3, pp. 1217–1223, 1988.

[25] M. E. Baran, F. F. Wu, «Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing,» *IEEE Trans. Power Deliv.* 4, pp. 1401–1407, 1989.

[26] T. E. McDermott, I. Drezga, and R. P. Broadwater, «A heuristic non-linear constructive method for distribution system reconfiguration,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 478–483, May 1999.

[27] H. P. Schmidt, N. Ida, N. Kagan, J_C Guaraldo, «Fast reconfiguration of distribution system considering loss minimization,» *IEEE Trans. Power Sys.* , vol. 20 no.3 pp. 1311- 1319, Aug. 2005.

[28] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, and P. A. N. Garcia, «A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1373–1378, Aug. 2005.

[29] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia and L. R. de Araujo, «A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimum Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1616–1623, November 2006.

[30] K. R. Niazi, M. R. Farooqi, C. M. Arora, S. L. Surana «Distribution Feeder Reconfiguration for Complex Power Loss Minimization,» *Proc. of the 3rd IASME/WSEAS Int. Conf. on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development, Agios Nikolaos, Greece, July 24-26, 2007.* p 499–507.

[31] H. Takano, J. Murata, K. Morishita and H. Asano, «Service Restoring Reconfiguration for Distribution Networks Considering Uncertainty in Available Information,» *Appl. Sci.* 11, 4169, p. 12, 2021.

[32] V. Vai, S. Suk, R. Lorm, C. Chhlonh, S. Eng, L. Bun «Optimal Reconfiguration in Distribution Systems with Distributed Generations Based on Modified Sequential Switch Opening and Exchange,» *Appl. Sci.* 11, 2146, p. 13, 2021.

[33] K. Nara, A. Shiose, M. Kiagawa and T. Ishihara, «Implementation of genetic algorithm for distribution system loss minimum reconfiguration,» *IEEE Trans. Power Sys.* , vol. 7 no.3 pp. 1044-1051, Aug. 1992.

[34] M. Lin, F. S. Cheng, M. T. Tsay, «Distribution feeder reconfiguration with refined genetic algorithm,» *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 147 pp. 349-354, Nov. 2000.

[35] J. Z. Zhu, «Optimal reconfiguration of electric distribution network using refined genetic algorithm,» *Elect. Pwr. Sys. Res.*, 62. pp. 37-42. 2002.

[36] E. R. Ramos, A. G. Exposito, J. R. Santos and F. L. Iborra, «Path based distribution network modeling: Application to reconfiguration for loss reduction,» *IEEE Trans. Power Sys.*, vol. 20 no.2 pp. 556-564, May. 2005.

[37] C. B. Alexandre, A. C. Delbem, P. L. Carvalho and N. G. Bretas, «Main chain representation of evolutionary algorithms applied to distribution system reconfiguration,» *IEEE Trans. Power Sys.*, vol. 20 no.1 pp. 425-436, Feb. 2005.

[38] K. Prasad, R. Ranjan, N.C. Sahoo, A Chaturvedi, «Optimal configuration of radial distribution system using fuzzy mutated genetic algorithm,» *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 20 no.2 pp. 1211-1213, Apr. 2005.

[39] Ying-Yi Hong and Saw-Yu Ho, «Determination of network configuration considering multi-objective in distribution systems using genetic algorithm,» *IEEE Trans. Power Sys.*, vol. 20 no.2 pp. 1062-1069, May. 2005.

[40] B. Tomoiagă, M. Chindriș, A. Sumper, A. Sudria-Andreu and R. Villafafila-Robles, «Pareto Optimal Reconfiguration of Power Distribution Systems Using a Genetic Algorithm Based on NSGA-II,» *Energies*, 6, 1439-1455, 2013. doi:10.3390/en6031439 ISSN 1996-1073 www.mdpi.com/journal/energies

[41] A. Ghaweta, *Optimal Distribution Feeder Reconfiguration with Distributed Generation using Intelligent Techniques, Dissertation*, University of Kentucky, 2019.

[42] O. Kahouli, H. Alsaif, Y. Bouteraa, N. Ben Ali, M. Chaabene, «Power System Reconfiguration in Distribution Network for Improving Reliability Using Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization,» *Appl. Sci.*, 11, 3092, 2021.

[43] H. Ghoreishi, H. Afrakhte, M. Jabbari Ghadi «Optimal Placement of Tie Points and Sectionalizers in Radial Distribution Network in Presence of DGs Considering Load Significance,» *Conference: 2013 Smart Grid Conference (SGC)*, p.160–165. December 2013. DOI:[10.1109/SGC.2013.6733787](https://doi.org/10.1109/SGC.2013.6733787)

[44] L. Zemite, J. Gerhards, M. Gorobetz, A. Levchenkov, «Optimization of Distribution System Reliability,» *Transactions on Environment and Electrical Engineering*, vol 1, No 3, 2016. ISSN 2450-5730

[45] C. H. Lin, C. S. Chen, C. J. Wu and M. S. Kang, «Application of immune algorithm to optimal switching operation for distribution loss minimization and load balance,» *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150 no.2 pp. 183-189, March. 2003.

[46] H. Kim, Y. Ko, K. H. Jung, «Artificial neural network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution system,» *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 18 no. 3 pp. 1356-1366, July 1993.

[47] H. Salazar, R. Gallego and R. Romero, «Artificial neural network and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems,» *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21 no.3 pp. 1735-1741, July 2006.

[48] Y. J. Hsiao and C. Y. Chen, «Multi objective feeder reconfiguration,» *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* , vol. 148 pp. 333-336, July 2001.

[49] C. Su, C. Chang, J. Chiou, «Distribution network reconfiguration for loss reduction by ant colony search algorithm,» *Elect. Pwr. Sys. Res.*, 75, pp. 190-199. 2005

[50] Yuan-Kang Wu, Ching-Yin Lee, Le-Chang Liu, and Shao-Hong Tsai, «Study of Reconfiguration for the Distribution System With Distributed Generators,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1678–1685, July 2010.

[51] Sanjib Ganguly, N. C. Sahoo, D. Das «A novel multi-objective PSO for electrical distribution system planning incorporating distributed generation,» *Energy Systems*, 1(3), 291–337. 2010.

[52] T. Lantharthong, N. Rugthaicharoencheep, «Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution System with Distributed Generation and Capacitor Placement,» *International Scholarly and Scientific Research & Innovation*, vol 6, no 4, pp. 409–414, 2012.

[53] D. Das, «A fuzzy multiobjective approach for network reconfiguration of distribution systems,» *IEEE Trans. Power Del.* , vol. 21 no. 1 pp. 202-209, Jan 2006.

[54] Y. Jeon, J. Kim, J. Kim, J. Shin, K. Lee, «An efficient simulated annealing algorithm for network reconfiguration in large scale distribution systems», *IEEE Trans. Power Del.* , vol. 17 no. 4 pp. 1070-1078, Oct. 2002.

[55] Y. Chuang, Y. Ke, C. Chen and Y. Chen, «Rule-Expert knowledge based Petri net approach for distribution system temperature adoptive feeder reconfiguration,» *IEEE Trans. Power Sys.*, vol. 21 no.3 pp. 1362-1370, Aug. 2006.

[56] Pyone Lai Swe «Feeder Reconfiguration and Distributed Generator Placement in Electric Power Distribution Network,» *American Journal of Electrical and Computer Engineering*. Vol. 2, no. 2, pp. 56-63, 2018.

[57] S. Lei, J. Wang, and Y. Hou, «Remote-Controlled Switch Allocation Enabling Prompt Restoration of Distribution Systems,» *IEEE*, 2017.

[58] A. Pregelj, M. Begovic, and A. Rohatgi, «Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1442-1449. August 2006.

[59] P. H. Shah and B. R. Bhalja, “New adaptive digital relaying scheme to tackle recloser-fuse miscoordination during distributed generation interconnections,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 4, pp. 682-688, Apr. 2014.

[60] A. Fazanehrafat, S. A. M. Javadian, S. M. T. Bathaee, and M.-R. Haghifamt, «Maintaining the recloser-fuse coordination in distribution systems in presence of DG by determining DG's size,» in *Proc. IET 9th Int. Conf. Develop. in Power Syst. Prot.*, Glasgow, Scotland, pp. 132-137, Mar. 2008.

[61] H. Yazdanpanahi, Y. W. Li, and W. Xu, «A new control strategy to mitigate the impact of inverter-based DGs on protection system,» *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1427-1436, Sept. 2012.

[62] L. Kumpulainen and K. Kauhaniemi, «Distributed generation and reclosing coordination,» in *Proc. 2004 Nordic Distrib. & Asset Manag. Conf.*, Espoo, Finland, pp. 1-12, Aug. 2004.

[63] G. E. Valderrama, P. Mattavelli, & A. M. Stankovic, «Reactive Power and Unbalance Compensation Using STATCOM with Dissipativity-Based Control,» *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 9(5), pp. 718-727, 2001.

[64] M. S. El-Moursi, , & A. M. Sharaf, «Novel controllers for the 48-pulse VSC STATCOM and SSSC for voltage regulation and reactive power compensation,» *IEEE Transactions on Power systems*, 20(4), pp. 1985-1997, 2005.

[65] Mahyavanshi, A., Mulla, M. A., & Chudamani, R. «Reactive power compensation by controlling the DSTATCOM,» *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2(11), pp. 212-218. 2012.

[66] M. M. Ertay, & A. Zengin, «Analysis of the discontinuous PWM controlled D-STATCOM for reactive power compensation applications,» *Tehnički vjesnik*, 21(4), pp. 825-833, 2014.

[67] W. Rohouma, R. S. Balog, A. A. Peerzada, & M. M. Begovic, «Capacitor-less D-STATCOM for reactive power compensation,» In *2018 IEEE 12th international conference on compatibility, power electronics and power engineering (CPE-POWERENG 2018)*, pp. 1-6, April 2018.

[68] J. Qi, W. Zhao, & X. Bian, «Comparative study of SVC and STATCOM reactive power compensation for prosumer microgrids with DFIG-based wind farm integration,» *IEEE Access*, 8, 209878-209885. 2020.

[69] Kamel Djamel Eddine Kerrouche, Ehtisham Lodhi, Mustapha Boualem Kerrouche, Lina Wang, Fenghua Zhu, Gang Xiong, *Modeling and design of the improved D-STATCOM control for power distribution grid*. Springer Nature Switzerland AG 2020. <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03315-8>

[70] C. Wang, J. Wu, J. Ekanayake, and N. Jenkins, *Smart Electricity Distribution Networks*. CRC Press. 416 p. 2017.

[71] J. M. Bloemink, and T. C. Green, «Benefits of Distribution-Level Power Electronics for Supporting Distributed Generation Growth,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, p. 911-919. April 2013.

[72] W. Cao, J. Wu, N. Jenkins, C. Wang, T. Green, «Operating principle of Soft Open Points for Electrical Distribution Network Operation,» *Applied Energy*, 164, p. 245-257. 2016.

[73] W. Cao, J. Wu, N. Jenkins, C. Wang, T. Green, «Benefits Analysis of Soft Open Points for Electrical Distribution Network Operation,» *Applied Energy*, 165, p. 36-47. 2016.

[74] Q. Qi, J. Wu, C. Long, «Multi-objective Operation Optimization of an Electrical Distribution Network with Soft Open Point,» *Applied Energy*, 208, p. 734-744. 2017.

[75] V. Popov, O. Yarmoliuk, V. Tkachenko, I. Frolov, V. Natalych, «Feature of Optimal Network Reconfiguration Problem Statement in Distribution Systems with Local Energy Sources,» *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*. Випуск 4 (135), с. 53-62, 2022.

[76] A. Farzamnia, S. Marjani, S. Galvani and K. T. T. Kin, «Optimal Allocation of Soft Open Point Devices in Renewable Energy Integrated Distribution Systems,» *IEEE Access*. Vol. 10. 2022.

[77] Alwash Shamam, Ibrahim Sarmad, and M. Abed Azher, «Distribution System Reconfiguration with Soft Open Point for Power Loss Reduction in Distribution Systems Based on Hybrid Water Cycle Algorithm,» *Energies*, 16, 199. 22 p. 2023.

[78] Ferry A. Viawan, *Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation*. Thesis for the Degree of Doctor of Philosophy, Chalmers University of Technology. Göteborg, Sweden. 157 p. 2008.

[79] О. С. Яндульський, Г. О. Труніна, А. Б. Нестерко, *Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії*. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 191 с. 2021.

[80] А. Ф. Жаркін, В. О. Новський, В. А. Попов, О. С. Ярмолук, «Підвищення ефективності керування режимами розподільних мереж за умов застосування розосереджених джерел генерації та засобів акумулювання електроенергії,» *Технічна електродинаміка*, №3, с. 37-43, 2021. ISSN 1607-7970.

[81] X. P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control, 2nd edition*, Berlin: Springer Verlag, 552 p. 2012.

[82] М. Й. Бурбело, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, А. Р. Слободян, «Матричний метод визначення показників надійності розгалужених розподільних електричних мереж,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 3, с. 17–23, 2022.

[83] Бурбело М. Й., Лобода Ю. В., Слободян Р. О. «Алгоритм визначення місць встановлення реклоузерів в розгалужених розподільних електричних мережах,» *Proceedings of XVI International Conference Measurement and Control in Complex System (MCCS-2022)*. Vinnytsia, November 15-17, 7p. 2022.

[84] М. Й. Бурбело, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, «Вибір оптимальної конфігурації розподільних електричних мереж,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 23-29, 2023.

[85] Лобода Ю. В., Бурбело М. Й., Слободян Р. О. «Підвищення показників надійності окремого фідера електричної мережі,» *Тези доповіді міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції «Молодь в науці 2024»* Вінниця, 4 с. 2024.

[86] В. В. Каплун, В. В. Осипенко, С. С. Макаревич, *Управління енергоефективністю локальних систем енергоживлення з полігенерацією*. Київ: ФОП Ямчинський О.В., 2020, 318 с. ISBN 978-617-7986-02-6.

[87] Y. Lin, *Microgrid Technology and Engineering Application*. Elsevier, 2016.

[88] J. H. Teng, W. H. Huang, & S. W. Luan, «Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4), pp. 1653–1662. 2014. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2294338>

[89] A. Khurram, H. Ali, A. Tariq, O. Hasan, «Formal reliability analysis of protective relays in power distribution systems,» *in Formal Methods for Industrial Critical Systems* Berlin/Heidelberg, Springer, pp. 169–183. 2013.

[90] A. Mahmood, O. Hasan, H. Gillani, Y. Saleem, S. Hasan, «Formal reliability analysis of protective systems in smart grids,» *in Region 10 Symposium IEEE*, pp. 198–202, 2016.

[91] M. Sivkumar, D. Debapriya, P. Subrata, «A comprehensive review on power distribution network reconfiguration,» *Energy Systems*. Vol. 8 (2). 2016. DOI: 10.1007/s12667-016-0195-7.

[92] L. W. Oliveira, E. J. Oliveira, F. V. Gomes, Jr. I. C. Silva, A. L. M. Marcato, P. V. C. Resende, «Artificial immune systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss

minimization,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. vol. 56 (1), pp. 64–74. 2014. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.11.008.

[93] A. M. Imran, M. Kowsalya, «A new power system reconfiguration scheme for loss minimization and voltage profile enhancement using fireworks algorithm,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. vol. 62 (1), pp. 312–322. 2014. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.04.034.

[94] A. Kavousi-Fard, T. Niknam, «Optimal distribution feeder reconfiguration for reliability improvement considering uncertainty,» *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 29, Is. 3, pp. 1344–1353. 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2292951.

[95] L. S. M. Guedes, A. C. Lisboa, D. A. G. Vieira, R. R. Saldanha, «A multiobjective heuristic for reconfiguration of the electrical radial network,» *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 28, Is. 1, pp. 311–319. 2013. DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2218260.

[96] Y. Xu, C. C. Liu, K. P. Schneider, D. T. Ton, «Placement of remote-controlled switches to enhance distribution systems restoration capability,» *Proc. IEEE Transactions on Power Systems*. vol. 31, pp. 1139–1150. 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2419616.

[97] Д. Яценко, В. Попов, А. Замулко та ін., «Застосування індикативного якісного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії,» *Вісник Хмельницького національного університету*. Технічні науки, №6, Том 2, 2022 (315). С. 109-117.

[98] V. Popov, V. Tkachenko, O. Yarmoliuk, D. Yatsenko, «Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation. Power Systems Research and Operation,» *Studies in Systems, Decision and Control book series*. Switzerland: Springer Cham, pp. 319–346. 2023. DOI: 10.1007/978-3-031-17554-1_14.

[99] А. Ф. Жаркін та ін. «Огляд технологій керування режимами електричних мереж напругою 6...20 кВ з розосередженими джерелами енергії,» *Електронне моделювання*. Вип. 43. № 1. С. 46–66. 2021. DOI: 10.15407/emodel.43.01.046.

[100] Про затвердження Кодексу системи передачі зі змінами : постанова національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 30.09.2022 р. № 309. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.

[101] А. Жаркін, В. Попов, О. Ярмолюк, В. Наталич «Використання установок зберігання енергії в умовах динамічного керування топологією розподільних мереж,» *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*, № 2, с. 153–162, 2023.

[102] А. Р. Слободян, В. В. Чижевський, Р. О. Слободян «Модель роботи розподільної мережі в ізолюваному режимі,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. № 3. С. 40-49. 2024. ISSN 1997-9266.

[103] Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, «Застосування *Soft Open Point* для оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах,» *Вісник Хмельницького національного університету*. Технічні науки, № 2, с. 166–170, 2024.

[104] Вартість універсальних послуг для малих побутових споживачів. ТОВ «Хмельницькенергозбут». – Режим доступу : <https://energo.km.ua/Content/Uploads/2023/11/file20231109144328929.pdf>

[105] М. Й. Бурбело, Р. О. Слободян, «Стратегія керування джерелами реактивної потужності в розподільних електричних мережах для оптимізації втрат електроенергії,» *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*, № 1, с. 209–214, 2024.

[106] Лобода Ю. В. , Бурбело М. Й. , Кравець О. М., Слободян Р. О. «Моделювання процесу компенсації реактивної потужності за випадкового

характеру навантаження,» *Proceedings of XVI International Conference Measurement and Control in Complex System (MCCS-2024)*. Vinnytsia, October 16-17, 5 p. 2024.

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mccs/mccs2024/paper/view/21940>

[107] М. Й. Бурбело, О. М. Кравець, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян «Моделювання *Soft Open Point* за випадкового характеру навантаження,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. № 4. С. 61-66. 2024. ISSN 1997-9266.

ДОДАТКИ



вих. № 01 з від 02.09.2022

Україна, 01054, м. Київ
вул. Бульварно-Кудрявська, 26
oec.com.ua
optimaenergy20@gmail.com

ДОВІДКА

про впровадження дисертаційної роботи
Слободяна Руслана Олександровича

У вересні 2021 року енергосервісній компанії Оптіма Енерджи Україна, згідно з пропозицією аспіранта кафедри «Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту» Вінницького національного технічного університету Слободяна Руслана Олександровича, було запропоновано матричний метод розрахунку надійності розгалужених розподільних мереж при визначенні оптимальних місць розміщення реклоузерів. В основу методу покладено використання матриці шляхів (коефіцієнтів струморозподілу). Метод дозволяє врахувати належність окремих ділянок ПЛ до магістралі та відгалужень з урахуванням їх диференційованого впливу на показники надійності.

В грудні 2021 року енергосервісна компанія Оптіма Енерджи Україна на замовлення АТ «Хмельницькобленерго» виконала розрахункову роботу на тему «Визначення оптимальних місць розташування реклоузерів в мережах 6-10 кВ з метою підвищення надійності електропостачання споживачів Хмельницького РЕМ». На основі запропонованого методу визначено оптимальні місця встановлення реклоузерів та індикаторів короткого замикання на чотирнадцяти ЛЕП 10 кВ для досягнення цільового показника SAIDI.

При впровадженні заходів із імплементації систем автоматичного секціонування ліній електропостачання розрахунковий показник SAIDI в мережах 10 кВ зменшиться з 681 хв до 299 хв.

На підставі дослідного впровадження рекомендується впровадити даний метод у промислову реалізацію.

Розробник:
Інженер-проектувальник

Сергій МАЗУР

Директор



Костянтин ЗАПІСОЦЬКИЙ

Затверджую
Проректор з науково-педагогічної
роботи та організації освітнього
процесу

Олександр ПЕТРОВ
«17» вересня 2024 р.



АКТ
впровадження результатів дисертаційної роботи
Слободяна Руслана Олександровича
**«Підвищення надійності та ефективності електричних мереж операторів
систем розподілу»**
у навчальний процес

Члени комісії у складі: в. о. декана факультету електроенергетики та електромеханіки доцента Тепті В. В., доцента кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту Терешкевича Л. Б., доцента кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту Лободи Ю. В., склали цей акт про те, що для вивчення дисципліни «Електроощадні технології електроспоживання» для здобувачів вищої освіти освітнього ступеня магістр спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» впроваджено результати, отримані в дисертаційній роботі Слободяна Р. О., а саме використання удосконаленого методу керування пристроями Soft Open Point (SOP), в основу якого покладено використання спадів комплексних напруг у вузлах приєднання пристрою, що дозволяє більш точно визначити оптимальне значення динамічних параметрів SOP для підвищення точності керування та мінімізації втрат активної потужності. Моделювання роботи SOP підтвердило збільшення точності регулювання потужності пристроєм для мінімізації втрат активної потужності в розподільних електричних мережах.

В. о. декана факультету ЕЕЕМ

 В. В. Тептя

Доцент кафедри ЕСЕЕМ

 Л. Б. Терешкевич

Доцент кафедри ЕСЕЕМ

 Ю. В. Лобода

Програма моделювання SOP за випадкових навантажень

```

import numpy as np
import numpy.random as rd
import matplotlib.pyplot as plt

# Вхідні параметри

Вхідні параметри:
'''
U_0  Z_1      U_1  Z_2      U_2
|----[====]-----|----[====]-----|---|
|          S_1          S_2 |
|                          SOP
|  Z_3      U_3  Z_4      U_4 |
|----[====]-----|----[====]-----|---|
|          S_3          S_4

'''

U_0 = 10.5 #напруга базового вузла
Z_1 = (30.5/50 + 0.4j)*2 #комплексні опори віток
Z_2 = (30.5/50 + 0.4j)*2
Z_3 = (30.5/35 + 0.4j)*2
Z_4 = (30.5/35 + 0.4j)*2
elements_numbers = 100000 #кількість елементів в розрахунку

#Середні потужності S
S1_mean = 100
S2_mean = 150
S3_mean = 200
S4_mean = 250
#ширина області зміни потужностей (СКВ)
S1_width = 20
S2_width = 30
S3_width = 30
S4_width = 30

#обчислення випадкових потужностей з нормальним розподілом (закон
розподілу можна змінити)
random_cos_S1 = rd.uniform(0.5, 0.95,elements_numbers) # коефіцієнт
потужності ми задаємо випадковим з рівномірним розподілом

```

```
random_sin_S1 = np.sqrt(1-random_cos_S1**2)
```

```
S1 = rd.normal(S1_mean, S1_width, elements_numbers) * ( random_cos_S1 -  
random_sin_S1*1j)
```

```
random_cos_S2 = rd.uniform(0.5, 0.95,elements_numbers)
```

```
random_sin_S2 = np.sqrt(1-random_cos_S2**2)
```

```
S2 = rd.normal(S2_mean, S2_width, elements_numbers) * ( random_cos_S2 -  
random_sin_S2*1j)
```

```
random_cos_S3 = rd.uniform(0.5, 0.95,elements_numbers)
```

```
random_sin_S3 = np.sqrt(1-random_cos_S3**2)
```

```
S3 = rd.normal(S3_mean, S3_width, elements_numbers) * ( random_cos_S3 -  
random_sin_S3*1j)
```

```
random_cos_S4 = rd.uniform(0.5, 0.95,elements_numbers)
```

```
random_sin_S4 = np.sqrt(1-random_cos_S4**2)
```

```
S4 = rd.normal(S4_mean, S4_width, elements_numbers) * ( random_cos_S4 -  
random_sin_S4*1j)
```

S1

```
#розподіл потужностей
```

```
plt.subplot(2,2,1)
```

```
plt.hist(np.real(S1),bins=20 )
```

```
plt.subplot(2,2,2)
```

```
plt.hist(np.real(S2),bins=20 )
```

```
plt.subplot(2,2,3)
```

```
plt.hist(np.real(S3),bins=20 )
```

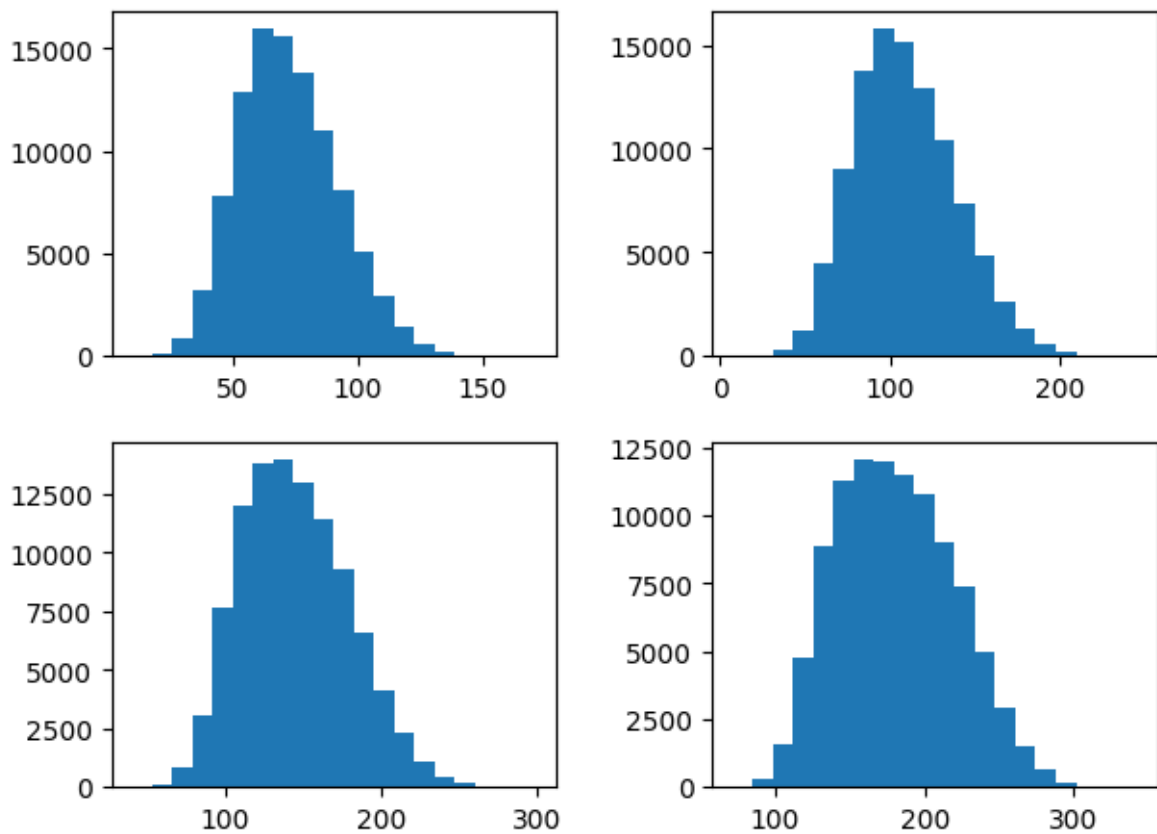
```
plt.subplot(2,2,4)
```

```
plt.hist(np.real(S4),bins=20 )
```

```
plt.suptitle("Функції розподілу активної потужності у вузлах навантаження")
```

```
plt.subplots_adjust(top=0.92, bottom=0.08, left=0.10, right=0.95, hspace=0.25,  
wspace=0.35)
```

Функції розподілу активної потужності у вузлах навантаження



#розподіл потужностей

```
plt.subplot(2,2,1)
```

```
plt.hist(np.imag(-S1),bins=20 )
```

```
plt.subplot(2,2,2)
```

```
plt.hist(np.imag(-S2),bins=20 )
```

```
plt.subplot(2,2,3)
```

```
plt.hist(np.imag(-S3),bins=20 )
```

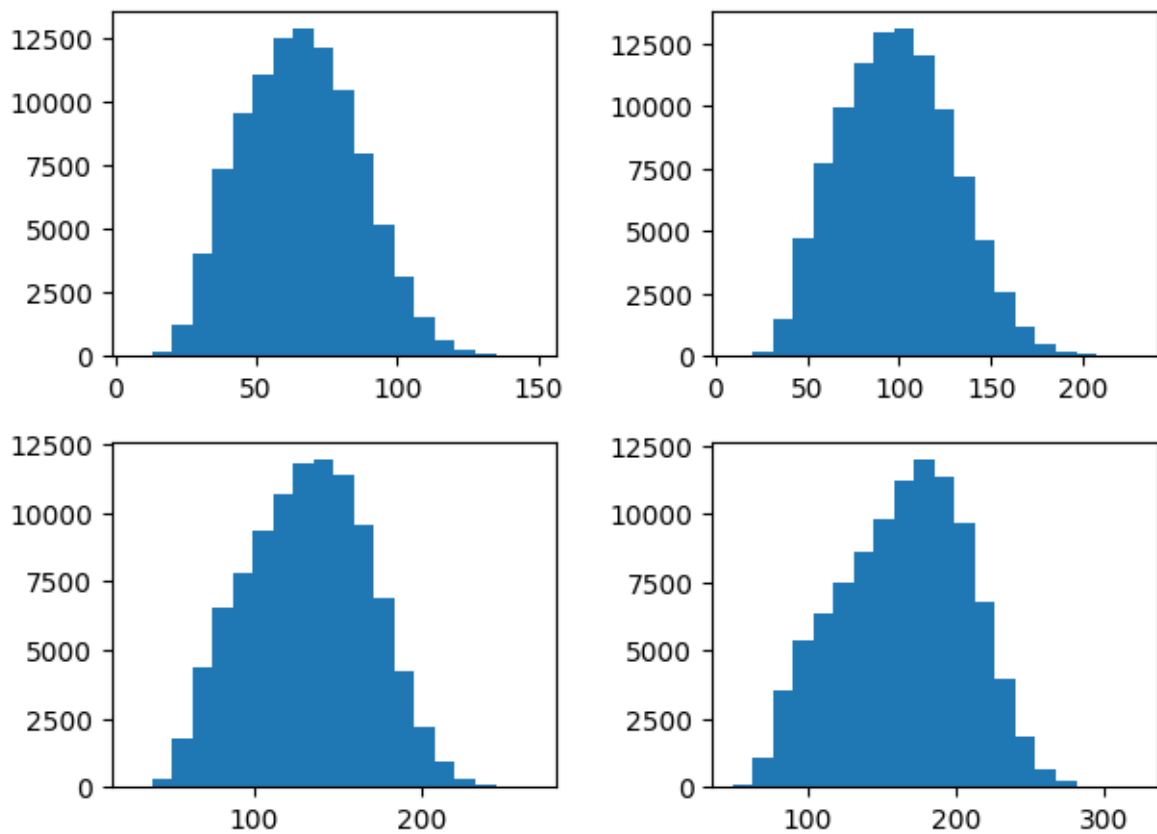
```
plt.subplot(2,2,4)
```

```
plt.hist(np.imag(-S4),bins=20 )
```

```
plt.suptitle("Функції розподілу реактивної потужності у вузлах навантаження")
```

```
plt.subplots_adjust(top=0.92, bottom=0.08, left=0.10, right=0.95, hspace=0.25,
                    wspace=0.35)
```

Функції розподілу реактивної потужності у вузлах навантаження



Розрахунок напруг та спадів напруг

Розрахунок спадів напруг:

$$dU1 = (S1 + S2) / U_0 * Z_1 / 1000 + (S2) / U_0 * Z_2 / 1000$$

$$dU2 = (S3 + S4) / U_0 * Z_3 / 1000 + (S4) / U_0 * Z_4 / 1000$$

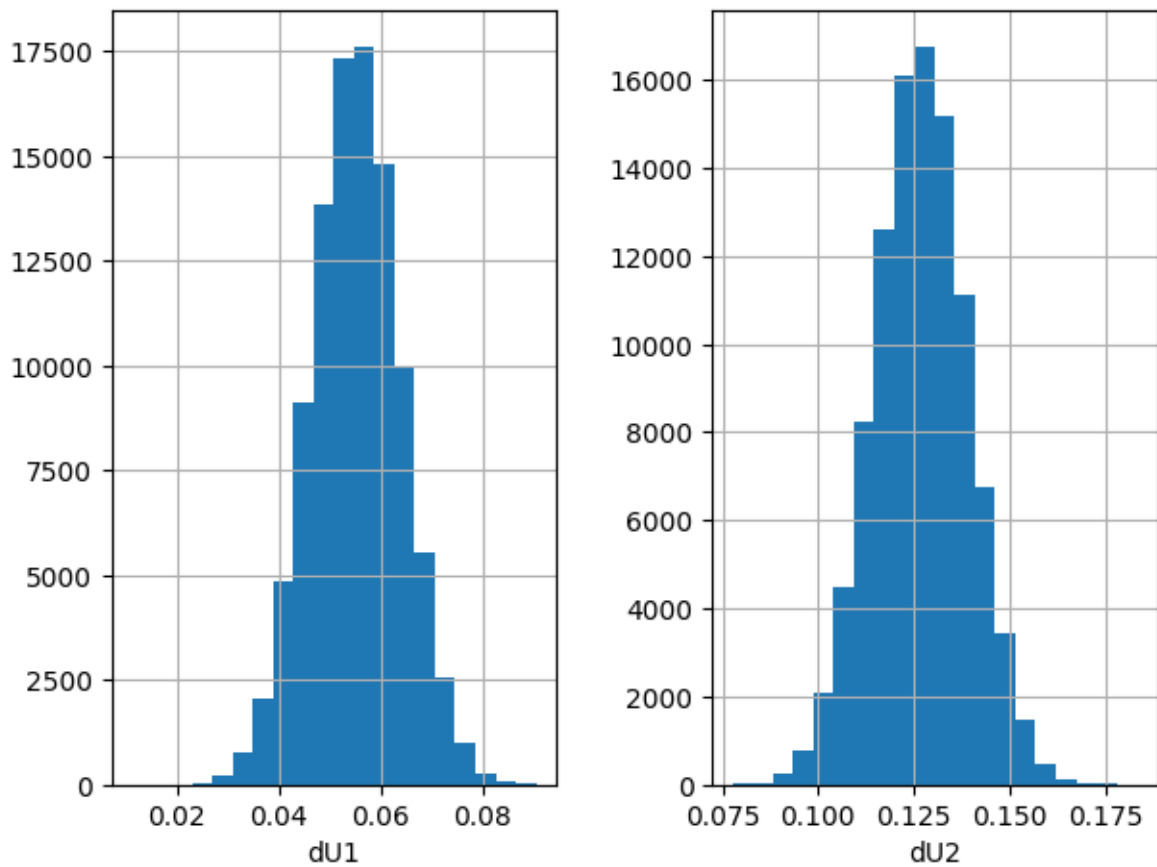
$$U_1 = U_0 - dU1$$

$$U_2 = U_0 - dU2$$

dU1, dU2

```
plt.subplot(121)
plt.hist(np.abs(dU1), bins=20)
plt.xlabel("dU1")
plt.grid()
plt.subplot(122)
plt.hist(np.abs(dU2), bins=20)
plt.xlabel("dU2")
plt.grid()
```

```
plt.subplots_adjust(top=0.92, bottom=0.08, left=0.10, right=0.95, hspace=0.25,
                    wspace=0.35)
```



Розрахунки при встановленні SOP

Встановлюємо SOP.

$$S1k = dU1 / (Z_1 + Z_2) * U_0 * 1000$$

$$S2k = dU2 / (Z_3 + Z_4) * U_0 * 1000$$

$$Sk = (\text{np.real}(dU2) - \text{np.real}(dU1)) / (Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4) * U_0 * 1000$$

$$Q1k = \text{np.imag}(S1k)$$

$$Q2k = \text{np.imag}(S2k)$$

$$Pk_SOP = \text{np.real}(Sk)$$

$$S1k_SOP = Pk - Q1k * 1j$$

$$S2k_SOP = -Pk - Q2k * 1j$$

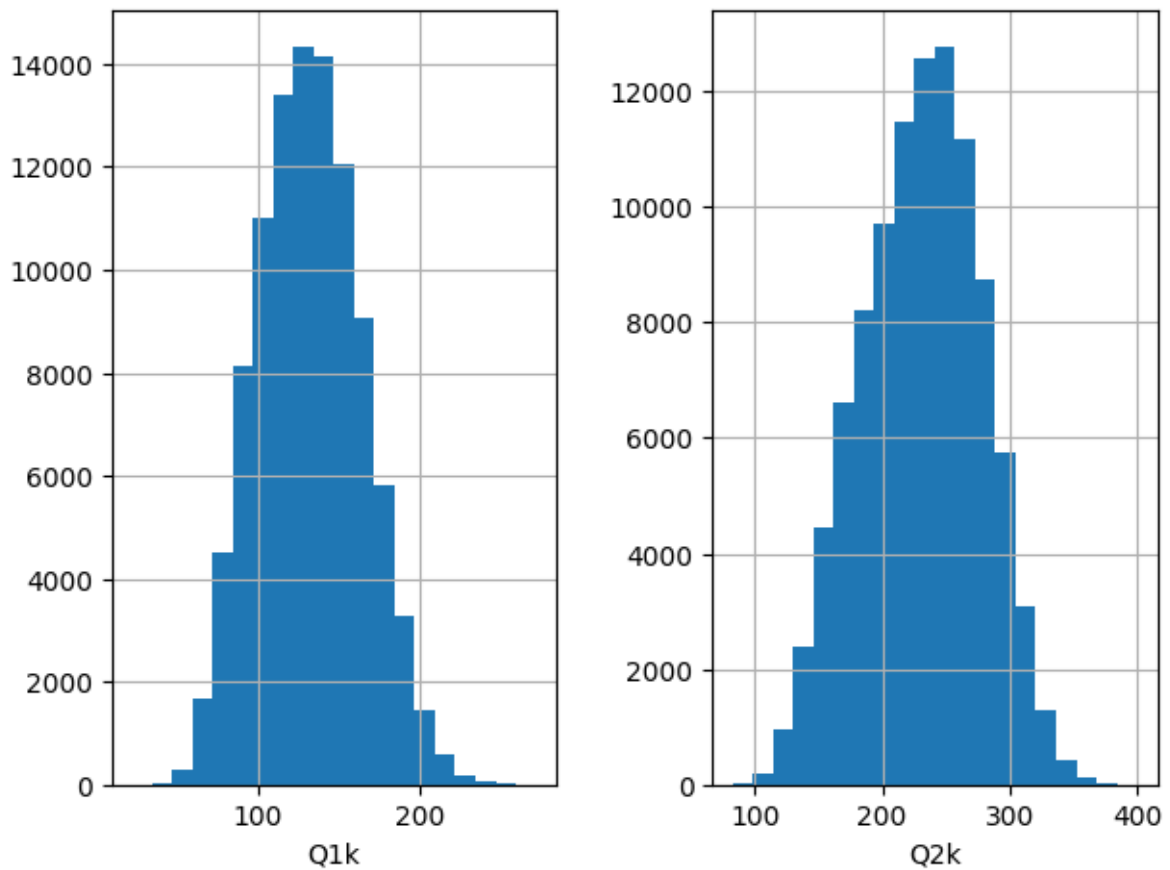
```
plt.subplot(121)
```

```
plt.hist(np.abs(Q1k), bins=20)
```

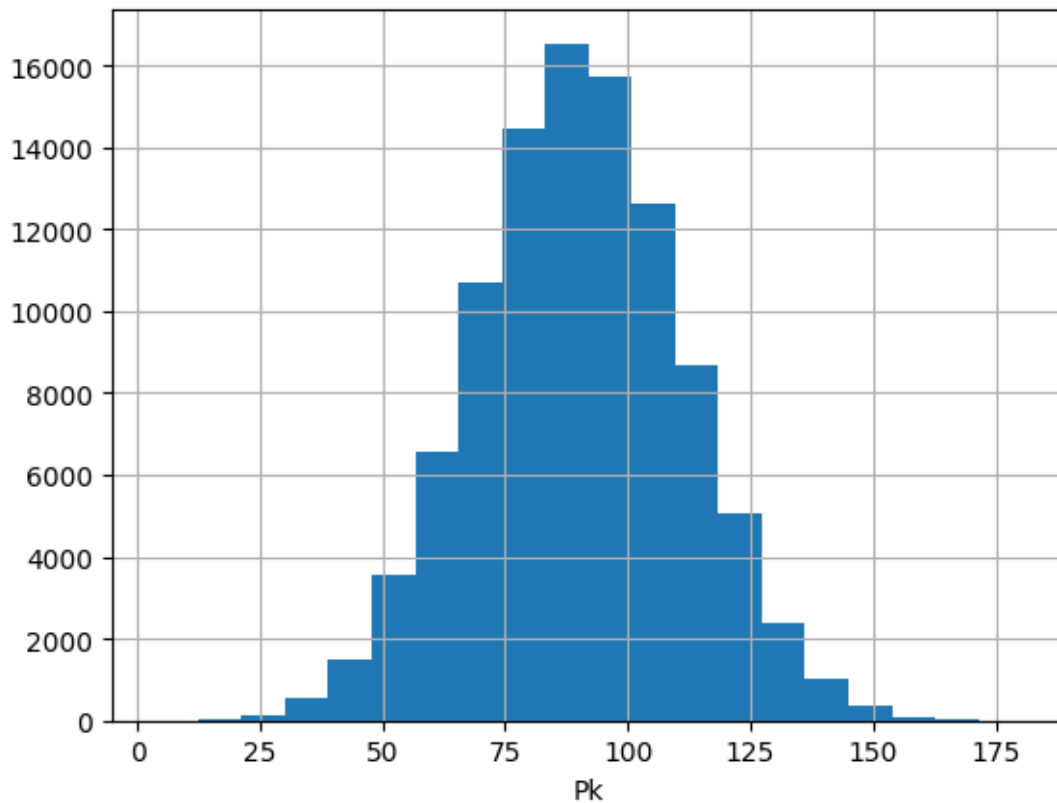
```
plt.xlabel("Q1k")
```

```
plt.grid()
plt.subplot(122)
plt.hist(np.abs(Q2k), bins=20)
plt.xlabel("Q2k")
plt.grid()
```

```
plt.subplots_adjust(top=0.92, bottom=0.08, left=0.10, right=0.95, hspace=0.25,
                    wspace=0.35)
```



```
plt.hist(np.abs(Pk_SOP), bins=20)
plt.xlabel("Pk")
plt.grid()
```

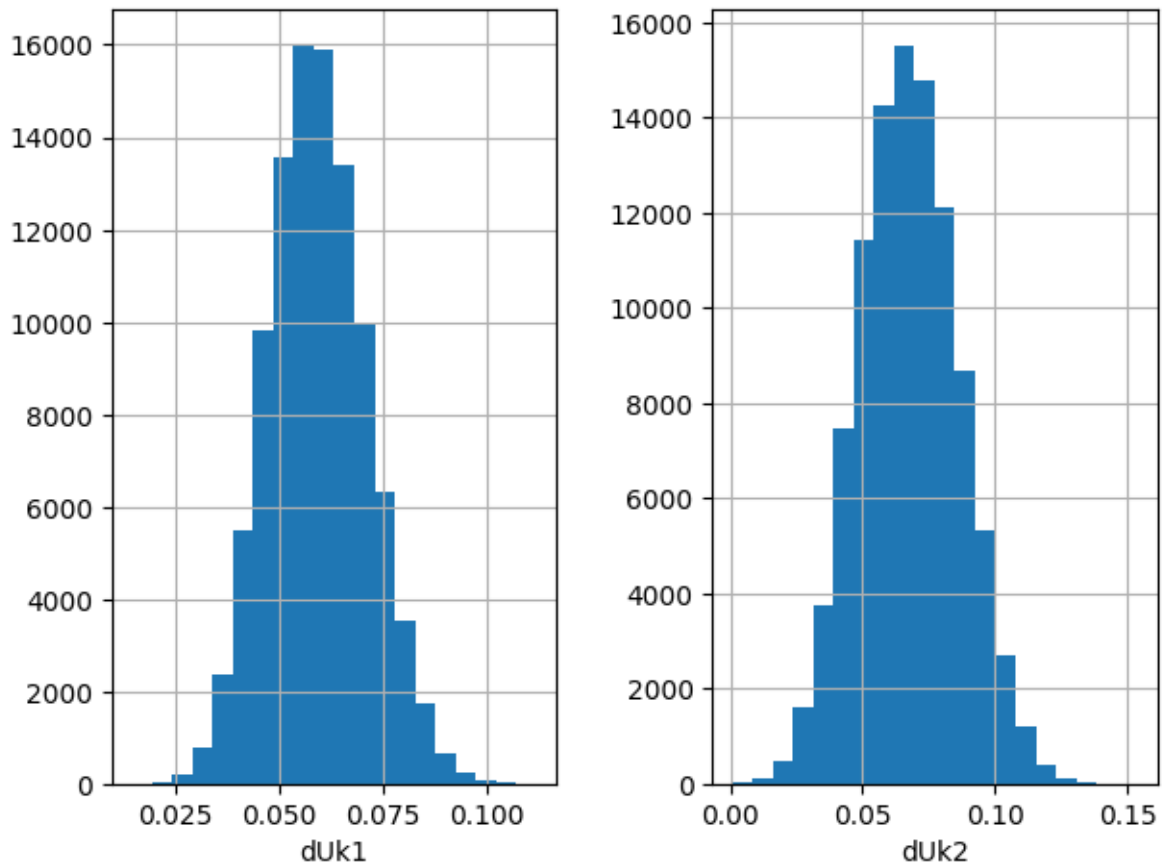


$$dUk1 = (Z_1 * (S1 + S2 + S1k_SOP) / U_0 + Z_2 * (S2 + S1k_SOP) / U_0) / 1000$$

$$dUk2 = (Z_3 * (S3 + S4 + S2k_SOP) / U_0 + Z_4 * (S4 + S2k_SOP) / U_0) / 1000$$

```
plt.subplot(121)
plt.hist(np.abs(dUk1), bins=20)
plt.xlabel("dUk1")
plt.grid()
plt.subplot(122)
plt.hist(np.abs(dUk2), bins=20)
plt.xlabel("dUk2")
plt.grid()
```

```
plt.subplots_adjust(top=0.92, bottom=0.08, left=0.10, right=0.95, hspace=0.25,
                    wspace=0.35)
```



#середні значення

`np.mean(dUk1), np.mean(dUk2)`

`Q1 = np.imag(S1)`

`Q2 = np.imag(S2)`

`Q3 = np.imag(S3)`

`Q4 = np.imag(S4)`

`P1 = np.real(S1)`

`P2 = np.real(S2)`

`P3 = np.real(S3)`

`P4 = np.real(S4)`

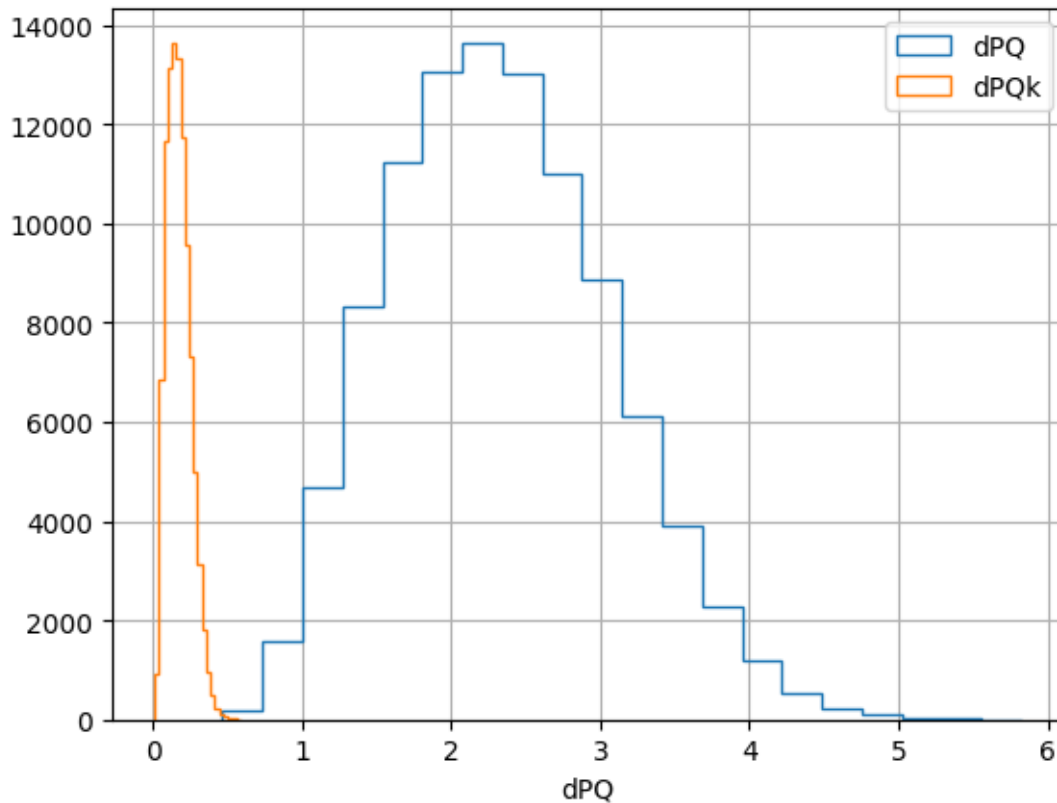
`dPQ = (np.real(Z_1) * (Q1 + Q2)**2/U_0**2 + np.real(Z_2) * (Q2)**2/U_0**2
+ np.real(Z_3) * (Q3 + Q4)**2/U_0**2 + np.real(Z_4) * (Q4)**2/U_0**2) / 1000`
`dPQk = (np.real(Z_1) * (Q1 + Q2- Q1k)**2/U_0**2 + np.real(Z_2) * (Q2-
Q1k)**2/U_0**2 + np.real(Z_3) * (Q3 + Q4-Q2k)**2/U_0**2 + np.real(Z_4) *
(Q4-Q2k)**2/U_0**2) / 1000`

`plt.hist(np.abs(dPQ), bins=20, histtype="step", label="dPQ")`

`plt.xlabel("dPQ")`

`plt.hist(np.abs(dPQk), bins=20, histtype="step", label="dPQk")`

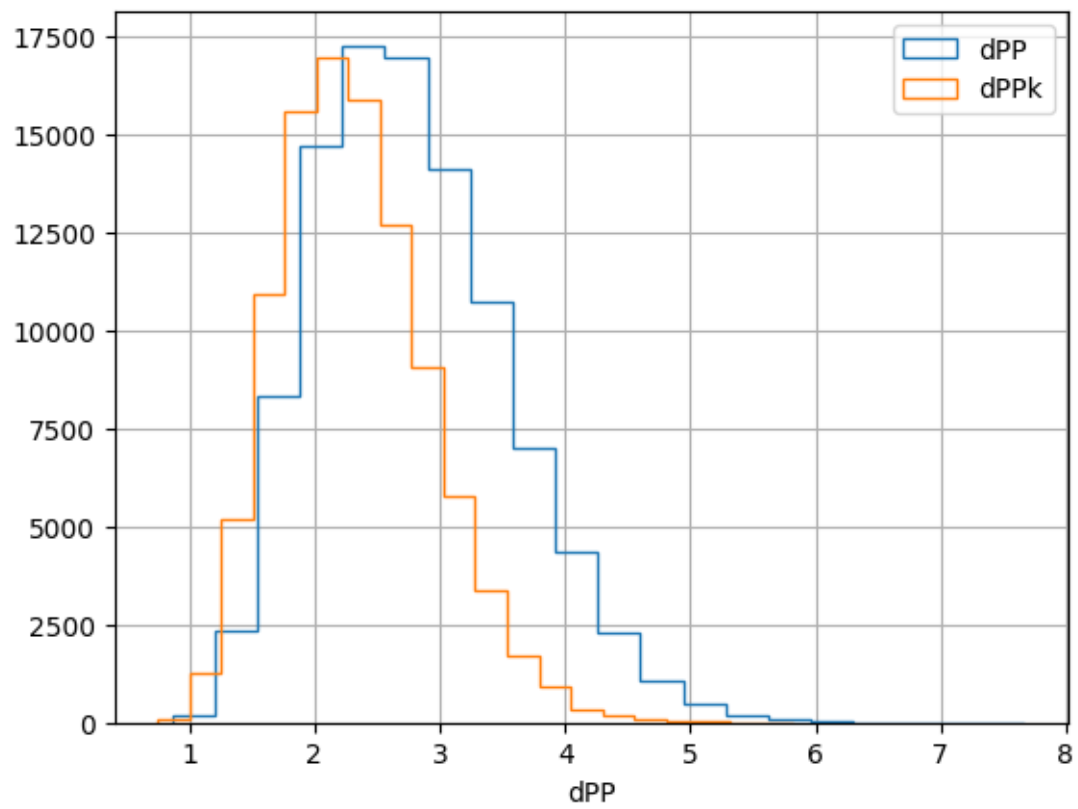
```
plt.legend()
plt.grid()
```



```
#середні значення
np.mean(dPP), np.mean(dPPk)
```

```
dPP = (np.real(Z_1) * (P1 + P2)**2/U_0**2 + np.real(Z_2) * (P2)**2/U_0**2 +
np.real(Z_3) * (P3 + P4)**2/U_0**2 + np.real(Z_4) * (P4)**2/U_0**2 ) / 1000
dPPk = (np.real(Z_1) * (P1 + P2 + Pk_SOP)**2/U_0**2 + np.real(Z_2) *
(P2+Pk_SOP)**2/U_0**2 + np.real(Z_3) * (P3 + P4 - Pk_SOP)**2/U_0**2 +
np.real(Z_4) * (P4 - Pk_SOP)**2/U_0**2 ) / 1000
```

```
plt.hist(np.abs(dPP), bins=20, histtype="step", label="dPP")
plt.xlabel("dPP")
plt.hist(np.abs(dPPk), bins=20, histtype="step", label="dPPk")
plt.legend()
plt.grid()
```



#середні значення
np.mean(dPP), np.mean(dPPk)

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

Матеріали дисертаційної роботи, викладені у виданнях, що внесені до переліку фахових для захисту дисертацій з технічних наук:

[1] М. Й. Бурбело, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, А. Р. Слободян, «Матричний метод визначення показників надійності розгалужених розподільних електричних мереж,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 3, с. 17–23, 2022.

[2] М. Й. Бурбело, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, «Вибір оптимальної конфігурації розподільних електричних мереж,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 23-29, 2023.

[3] Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян, «Застосування Soft Open Point для оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах,» *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*, № 2, с. 166–170, 2024.

[4] М. Й. Бурбело, Р. О. Слободян, «Стратегія керування джерелами реактивної потужності в розподільних електричних мережах для оптимізації втрат електроенергії,» *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*, № 1, с. 209–214, 2024.

[5] А. Р. Слободян, В. В. Чижевський, Р. О. Слободян «Модель роботи розподільної мережі в ізольованому режимі,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 3. С. 40-49.

[6] М. Й. Бурбело, О. М. Кравець, Ю. В. Лобода, Р. О. Слободян «Моделювання Soft Open Point за випадкового характеру навантаження,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2024. № 4. С. 61-66.

Матеріали дисертаційної роботи, викладені у виданнях, що не внесені до переліку фахових для захисту дисертацій з технічних наук – відсутні.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

[7] Бурбело М. Й., Лобода Ю. В., Слободян Р. О. «Алгоритм визначення місць встановлення реклоузерів в розгалужених розподільних електричних мережах,» *Proceedings of XVI International Conference Measurement and Control in Complex System (MCCS-2022)*. Vinnytsia, November 15-17, 2022. 7p. ISBN 978-966-641-918-0. DOI <https://doi.org/10.31649/mccs2022.19>

[8] Лобода Ю. В., Бурбело М. Й., Слободян Р. О. «Підвищення показників надійності окремого фідера електричної мережі,» Тези доповіді міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції «Молодь в науці 2024» 4 с. [Електронний ресурс]. URL:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/21063/17501>

[9] Лобода Ю. В., Бурбело М. Й., Кравець О. М., Слободян Р. О. «Моделювання процесу компенсації реактивної потужності за випадкового характеру навантаження,» *Proceedings of XVI International Conference Measurement and Control in Complex System (MCCS-2024)*. Vinnytsia, October 16-17, 2024. 5 p.

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mccs/mccs2024/paper/view/21940>