

of NAS of Ukraine I. Yu. Yehorov, Doctor of Economics O. I. Nykyforuk, PhD in Economics V. E. Lira; NAS of Ukraine, State Institution “Institute for Economics and Forecasting of NAS of Ukraine”. – Electronic resource. – Kyiv, 2020. – 308 p.

URL: <http://ief.org.ua/docs/mg/321.pdf> (accessed 25.03.2026). (Ukr)

6. DSTU EN IEC 62443-3-3:2022 Industrial communication networks. Network and system security. Part 3–3. System security requirements and security levels.

URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=107733 (accessed 25.03.2026). (Ukr)

УДК 621.311

Береговий Д. О., аспірант, ORCID 0009-0004-1651-1646,

Васюрин Б. О., магістр, ORCID 0009-0002-7768-559X,

наук. керівники:

д-р техн. наук, професор **В. А. Попов**, ORCID 0000-0003-3484-4597,

канд. техн. наук, доцентка **О. С. Ярмолук**, ORCID 0000-0001-8571-2573,

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ЗАХОДИ ПО ПІДВИЩЕННЮ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПОВІТРЯНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ВИКОРИСТАННЯ ЛОКАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

MEASURES TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF OVERHEAD DISTRIBUTION NETWORKS IN THE CONDITIONS OF USING LOCAL ENERGY SOURCES

Анотація. В роботі представлено підхід до підвищення ефективності роботи повітряних розподільних мереж в умовах широкого залучення відновлюваних джерел енергії. Розглянуто проблему зниження ефективності традиційних засобів та методів керування режимами через важкопрогнозований рівень вихідної потужності генерації та можливість виникнення двонаправлених потоків потужності. Запропоновано використання встановлених у лініях реклоузерів для реалізації динамічного керування топологією та струмозподілом з метою мінімізації втрат електричної енергії. Оцінено варіанти оптимального розміщення реклоузерів на основі модифікованого сценарного методу, який враховує показники надійності (зокрема очікувану величину недовідпущеної електроенергії) та величину втрат енергії для різних сценаріїв роботи. Визначено, що такий підхід дозволяє забезпечити високий рівень надійності електропостачання та можливість адекватного реагування на динамічні зміни режимів. Бібл. 6, рис. 1.

Ключові слова: повітряні розподільні мережі, локальні джерела енергії, динамічне керування режимами, реклоузери, втрати електричної енергії, надійність електропостачання.

Abstract. The paper presents an approach to improving the efficiency of overhead distribution networks under the conditions of extensive integration of renewable energy sources. The problem of decreasing efficiency of traditional control means and methods due to hard-to-predict generation output levels and the possibility of bidirectional power flows is considered. The use of reclosers installed in the lines to implement dynamic control of topology and current distribution in order to minimize electrical energy losses is proposed. The options for the optimal placement of reclosers

are estimated based on a modified scenario method that takes into account reliability indicators (in particular, the expected value of energy not supplied) and the value of energy losses for different operation scenarios. It is determined that such an approach ensures a high level of power supply reliability and the ability to adequately respond to dynamic mode changes. Ref. 6, Fig. 1.

Keywords: overhead distribution networks, local energy sources, dynamic mode control, reclosers, electrical energy losses, reliability of power supply.

Вступ. Основним вектором розвитку сучасної електроенергетики є максимально широке залучення відновлюваних джерел енергії в існуючі розподільні мережі з можливістю певної децентралізації процесів електропостачання. Це створює принципово нові умови функціонування зазначених мереж, що неодноразово підкреслювалося у вітчизняних і закордонних публікаціях [1, 2]. У разі появи в структурі розподільних мереж джерел електричної енергії здебільше з важкопрогнозованим рівнем вихідної потужності, який залежить від багатьох випадкових факторів, неузгодженості умов їх використання і, як наслідок, можливістю виникнення двоспрямованих потоків потужності, суттєво знижує ефективність використання традиційних засобів та методів керування їх режимами.

Як зазначалося, наприклад у [3], радикальним вирішенням проблем що виникають є реалізація керування режимами розподільних мереж у реальному часі з широким залученням сучасного комутаційно-захисного обладнання та пристроїв керування на базі використання засобів силової електроніки та мікропроцесорних технологій з одночасним створенням адекватного інформаційного середовища. Остання вимога є принциповою, оскільки лише в такому випадку з'являється можливість отримання актуальної інформації та здійснення реально ефективного керування режимами у реальному часі.

Для електроенергетичної галузі України реалізація наведеної стратегії розвитку поки що залишається відносно віддаленою перспективою. Тому в роботі [4] було запропоноване компромісне рішення, пов'язане з використанням дистанційно керованих комутаційних апаратів розташованих у вузлах розподільних мереж, що давало змогу відносно оперативно змінювати їх топологію, а, відповідно, і струморозподіл у відповідності зі змінами режимів роботи і, в першу чергу, рівнів вихідної потужності з боку джерел розподіленої генерації. Такий підхід отримав назву динамічного керування режимами і був спрямований насамперед на мінімізацію втрат електричної енергії.

У низці досліджень всебічно розглядалися умови і шляхи реалізації зазначеного підходу до керування режимами у кабельних розподільних мережах. Особливістю останніх у більшості випадків є відносно проста структура та наявність комутаційних апаратів (здебільше вимикачів навантаження) з обох кінців кожної ланки лінії. Це давало змогу достатньо гнучко обирати найкращі місця розміщення дистанційно керованих комутаційних апаратів. На відміну від кабельних, повітряні лінії мають більш складну структуру, зокрема за рахунок наявності відгалужень, а головне – обмежену кількість встановлених комутаційно-захисних апаратів і більш широкий їх спектр.

У той же час повітряні лінії у порівнянні з кабельними мають певну перевагу в плані реалізації динамічного керування режимами. Якщо у кабельних

лініях для можливості динамічної зміни режимів потрібна заміна декількох (як мінімум двох) існуючих вимикачів навантаження на відповідні апарати з дистанційним керування і створення для них необхідних каналів керування, то у повітряних лініях для цієї мети можуть бути задіяні встановлені в них реклоузери.

У той же час існуюча практика передбачала, що обґрунтування місць розташування реклоузерів вирішувалися виключно з позицій оптимізації показників надійності електропостачання [5].

Метою дослідження є вирішення нового завдання: таким чином, у нових умовах функціонування систем розподілу електричної енергії виникає нове завдання – визначення оптимальних місць розміщення реклоузерів, враховуючи одночасно як аспекти забезпечення надійності електропостачання, так і можливість керування струморозподілом у розподільних лініях з метою мінімізації втрат електричної енергії.

Матеріал і результати досліджень. Загальна ідея вирішення зазначеного завдання полягає в наступному. Для обґрунтування місць розміщення реклоузерів пропонується використовувати модифікований певним чином сценарний метод, який у своєму базовому варіанті застосовувався для обґрунтування локалізації дистанційно керованих вимикачів навантаження у кабельних лініях і розглядався, наприклад, у [4].

Для формування можливих сценаріїв роботи розподільної мережі з інтегрованими джерелами розподіленої генерації (наприклад, сонячними панелями) розглядаються (враховуючи наявність загальнодоступних даних) чотири сезони року, відповідно до яких визначаються типові графіки навантажень окремих споживачів або навантажувальних вузлів мережі в цілому та видної потужності сонячних панелей, для яких в межах кожного сезону додатково аналізуються ще чотири рівні хмарності, яка суттєво впливає на їх вихідну потужність.

Наведені вище умови дозволяють сформувати 16 можливих сценаріїв роботи розподільної мережі з інтегрованим альтернативним джерелом енергії. Окрім цього на основі вивчення ретроспективних даних одночасно знаходимо очікувану середню тривалість (кількість діб) реалізації відповідного сценарію у межах року.

Для кожного сценарію необхідно визначити наслідки використання розміщених у лінії реклоузерів стосовно оцінки їх впливу на рівні надійності та втрат електричної енергії. При цьому апріорі приймаємо такі умови.

Кількість реклоузерів не може бути меншою двох задля можливості реалізації динамічного керування режимами (топологією розподільної лінії). В цьому плані, як демонструють дослідження та експериментальні розрахунки на реальних об'єктах, збільшення кількості реклоузерів у більшості випадків важко обґрунтувати з економічної точки зору.

Також вважаємо, що низка комутаційно-захисних апаратів (наприклад, роз'єднувачі, запобіжники та т.ін.) у лінії вже встановлені і їх розташування не змінюється, в процесі вирішення питання відносно розміщення (або переміщення) двох (або більше) реклоузерів.

Враховуючи, що реклоузери планується використовувати також і для управління поточкорозподілом (зміни місця розмикання контуру розподільної лінії), то як потенційні місця їх розміщення розглядається тільки магістральна частина лінії. Тобто, не передбачається можливість застосування реклоузерів на відгалуженнях, а також на головних ділянках лінії.

В процесі подальших розрахунків одночасно з оцінкою різноманітних показників надійності для кожної потенційної комбінації розміщення реклоузерів (з урахуванням можливості в нормальному режимі зміни стану будь-якого з них) оцінюється величина втрат електричної енергії.

Очевидно, що у даному випадку, тобто за наявності декількох критеріїв, оптимальне рішення щодо розміщення реклоузерів у загальному випадку буде певним компромісним варіантом, що враховує одночасно вплив кожного з критеріїв. Послідовність розв'язання сформульованої задачі може бути представлена в такий спосіб.

Визначаємо можливі сценарії роботи розподільної лінії ($S^{(k,m)}$), де $k = 1, \dots, 4$ – кількість сезонів року, $m = 1, \dots, 4$ – прийнята кількість рівнів хмарності з фіксацією тривалості кожного з них ($n^{(k,m)}$ діб).

Формуємо всі можливі комбінації попарного (за умови використання двох реклоузерів) розміщення реклоузерів у розподільній лінії ($R_{i,j}$), де $i = 2, \dots, I - 1$; $j = i + 1, \dots, I$ – номери ділянок розподільної лінії, I – кількість ділянок магістральної частини розподільної лінії.

Наприклад, стосовно схеми розподільної лінії, наведеної на рис. 1, матимемо такі варіанти розміщення реклоузерів на її ділянках: $R_{2,3}$, $R_{2,4}$, $R_{2,5}$, $R_{2,6}$, $R_{3,4}$, $R_{3,5}$, $R_{3,6}$, $R_{4,5}$, $R_{4,6}$, $R_{5,6}$.

Надалі при визначенні відповідних показників, що характеризують рівень надійності і величину втрат електричної енергії, для кожного можливого варіанту розміщення реклоузерів повинні розглядатися не тільки всі сценарії, але для низки розрахунків необхідно враховувати, що нормальна точка розмикання контуру розподільної лінії може розміщуватися як на ділянці i , так і на ділянці j (де $i = 2, \dots, I - 2$, $j = i + 1, \dots, I - 1$ – номери ділянок розподільної лінії, I – загальна кількість ділянок магістральної частини розподільної лінії).

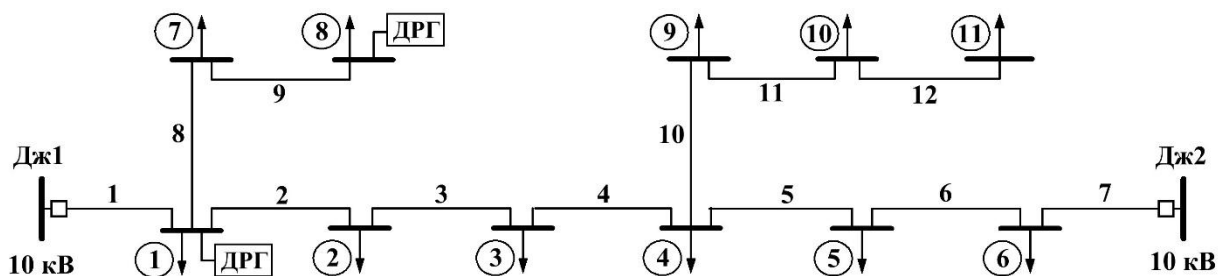


Рисунок 1. Умовна схема розподільної лінії

Для оцінки рівня надійності використовуються різні показники [6], зокрема *SAIFI*, *SAIDI*, *CAIFI*, *CAIDI*, *ASIFI*, *ASIDI*. У той же час слід зазначити, що дуже поширеною оцінкою надійності при здійсненні різноманітних

розрахунків з урахуванням зазначеного фактору є очікувана величина електроенергії недовідпущеної оператором системи розподілу абонентам чи недоотриманої абонентами ($EENS$). Варто підкреслити, що в процесі розрахунку значення $EENS$, по суті, одночасно отримаються і параметри, необхідні для визначення решти зазначених вище показників надійності.

Значення $EENS$ (A_{ns}), у припущенні, що у даному випадку враховуються пошкодження виключно на ділянках розподільної лінії і показник питомих пошкоджень має фіксоване значення ω_0 , визначається наступним чином

$$EENS = \omega_0 \cdot \sum_{q=1}^{I_{tot}} \sum_{g=1}^G \ell_q \cdot P_{med,g} \cdot \tau_{q,g} \quad (1)$$

де ℓ_q – довжина q -ої ділянки розподільної лінії; I_{tot} – загальна кількість ділянок розподільної лінії, включаючи усі відгалудження; $P_{med,g}$ – середнє значення навантаження g -го вузла лінії; $\tau_{q,g}$ – середній час відновлення електропостачання вузла g у разі пошкодження q -ої ділянки лінії; G – загальна кількість вузлів навантаження у розподільній лінії.

Але, варто зауважити, що, якщо в умовах відсутності локальної генерації значення очікуваної величини електроенергії недовідпущеної оператором системи розподілу абонентам та електроенергії недоотриманої абонентами практично ідентичні, то за її наявності, враховуючи, що окремі вузли навантаження можуть працювати в «острівному» режимі, зазначені характеристики відрізнятимуться. Абоненти, що переходять на роботу в «острівному» режимі, мають можливість повністю або, принаймні, частково компенсувати втрату централізованого електропостачання.

При розрахунку показника очікуваної величини недовідпущеної електроенергії повинні розглядатися всі передбачувані сценарії роботи мережі, які у відповідних розрахунках (1) характеризуються середньодобовими значеннями потужності споживаної абонентами з розподільної лінії (P_{med}). При цьому обсяг недовідпущеної електроенергії за кожним з сценаріїв враховується з коефіцієнтом $\frac{n^{k,m} \cdot 24}{8760}$, тобто, беручи до уваги тривалість ($n^{(k,m)}$ діб) режиму, що відповідає кожному конкретному сценарію, протягом року.

Крім цього, в процесі кількісної оцінки будь-якого з наведених вище показників надійності при різних комбінаціях розміщення реклоузерів незалежно повинні розглядатися ситуації, коли місце нормального розмикання контуру розподільної лінії розташовується як на ділянці i , так і на ділянці j . Аналогічно це має братися до уваги й при розрахунку втрат електричної енергії.

Для кожної комбінації розміщення реклоузерів ($R_{i,j}$) за всіма сценаріями ($S^{(k,m)}$) роботи мережі (рис. 1) обчислюємо значення ряду ($c = 1, \dots, C$) показників, що характеризують величину втрат електричної енергії та рівень надійності (для чого, у загальному випадку можуть бути використані усі

характеристики визначені у [6]) $(F_{i,j}^{(k,m)})_c$. Але, оскільки при цьому аналізуються ще і різні місця розмикання контуру (i або j), то, по суті, маємо наступні результати розрахунків: $(F_i^{(k,m)})_c, (F_j^{(k,m)})_c, c = 1, \dots, C$.

Припустимо, що розглядається комбінація, при якій реклоузери розміщені на ділянках i та j (наприклад $i = 3, j = 5$ – рис. 1) і в нормальному режимі відключено реклоузер розташований на ділянці i ($i = 3$). Для цієї топології мережі за кожним зі сценаріїв $(S^{(1,1)}, S^{(1,2)}, \dots, S^{(4,3)}, S^{(4,4)})$, тобто враховуючи відповідні графіки навантаження та генерації з боку локальних джерел енергії а також їх тривалість $(24 \cdot n^{(1,1)}, 24 \cdot n^{(1,2)}, \dots, 24 \cdot n^{(4,3)}, 24 \cdot n^{(4,4)}$ годин) обчислюємо втрати електричної енергії. Далі аналогічні розрахунки проводяться у припущенні, що у нормальному режимі розімкнуто реклоузер, розміщений ділянці j ($j = 5$).

При розрахунку втрат електричної енергії спочатку відповідно до певних графіків навантаження та локальної генерації для кожної їх ординати ($t = 1, \dots, T_d$) окремо визначаються значення втрат потужності у припущенні розмикання в нормальному режимі ділянки i , $(\Delta P_{i,t}, t = 1, \dots, T_d, i = 1, \dots, I_{tot})$ та ділянки j , $(\Delta P_{j,t}, t = 1, \dots, T_d, j = 1, \dots, I_{tot})$. Тоді втрати енергії за добу для певної комбінації розташування реклоузерів та конкретного сценарію становитимуть

$$(\Delta A_{i,j}^{k,m})_d = \sum_{t=1}^{T_d} \min_t(\Delta P_{i,t}, \Delta P_{j,t}). \quad (2)$$

При використанні виразу (2) передбачається, що місце розмикання контуру в межах доби може змінюватися (тобто бути або на ділянці i або на ділянці j) залежно від розрахункових значень втрат потужності, що дозволяє вибрати найкраще рішення у кожному поточному режимі.

Виконавши такі самі розрахунки відповідно до всіх сценаріїв та враховуючи тривалість кожного з них, обчислюємо величину річних втрат електричної енергії, яка може бути досягнута з урахуванням можливості оперативної реконфігурації розподільної лінії (з позиції мінімізації добових втрат електричної енергії) за конкретної комбінації розташування реклоузерів.

Аналогічним чином аналізуються і показники надійності електропостачання. У даному випадку, як уже зазначалося раніше, в процесі розрахунку показника $EENS$ у якості навантаження вузлів розглядаються їх середньодобові (відповідно до кожного зі сценаріїв) значення, скориговані з урахуванням генерації з боку локальних джерел енергії. При цьому абоненти (вузли навантаження), які можуть працювати в «острівному» режимі, не враховуються.

Остаточне рішення щодо оптимального розміщення двох реклоузерів приймається на основі наступного аналізу.

Вважаємо, що вихідними даними $(F_{i,j}^{(k,m)})_c$ на даному етапі є показники ($c = 1, \dots, C$), які в загальному випадку включають: річні втрати електричної енергії (ΔA), середню кількість відключень одного абонента ($SAIFI$), середню

тривалість відключення одного абонента (*SAIDI*), очікувану величину недо-
відпущеної електроенергії (*EENS*), які визначені для кожної комбінації
розміщення реклоузерів ($R_{i,j}$), для всіх сценаріїв ($S^{(k,m)}$) та при різних точках
розмикання контуру (i чи j) – рис. 1.

На наступному кроці зазначені показники мають бути нормалізовані.
При цьому, враховуючи, що всі вони в процесі реалізації оптимізаційної задачі
мають бути мінімізовані, то нормалізація здійснюється відповідно до виразу

$$\left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c^* = \frac{\left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c^{\max} - \left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c}{\left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c^{\max} - \left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c^{\min}},$$

де $\left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c^{\min}$, $\left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c^{\max}$ – мінімальне та максимальне (серед усіх альтернативних
варіантів) значення оціночної характеристики відповідно критерію c .

Отримані відносні значення показників (факторів) коригуються з ура-
хуванням вагових коефіцієнтів (α_c), що відображають важливість конкретного
фактора для особи, що приймає рішення. При цьому, якщо відсутня необ-
хідність урахування будь-якого з перелічених вище факторів, він отримує
нульовий ваговий коефіцієнт. У принципі для визначення вагових показників
може використовуватися будь-яка шкала за умови, що потім вони будуть
пронормовані в такий спосіб

$$\alpha_c^* = \frac{\alpha_c}{\sum_{\ell=1}^L \alpha_c}.$$

Надалі для вибору остаточного рішення у загальному випадку вико-
ристовується будь-який метод багатокритеріального прийняття рішень або
застосовується максимінний критерій, згідно якого оптимальний варіант має
відповідати наступній умові

$$F_{opt} \rightarrow \max_c \min_V \left(F_{i,j}^{(k,m)}\right)_c,$$

де V – число альтернативних варіантів, які аналізуються та визначаються
загальною кількістю ділянок магістральної частини контуру розподільної
лінії (I), кількістю можливих комбінацій розміщення на них двох реклоузерів
($R = \frac{(I-3) \cdot (I-2)}{2}$), кількістю альтернативних місць розмикання контуру (2 – за
наявності двох реклоузерів), числом сценаріїв ($k \cdot m$), що розглядаються.
Таким чином $V = (I-3) \cdot (I-2) \cdot k \cdot m$.

Висновки. Таким чином, запропонований підхід дає змогу підвищити
загальну ефективність роботи повітряних розподільних мереж, оскільки
дозволяє забезпечити високий рівень їх надійності з одночасною можливістю

адекватного реагування на динамічні зміни режиму, що є характерною рисою сучасних систем електропостачання з високим рівнем використання відновлюваних локальних енергетичних ресурсів, з метою мінімізації втрат електричної енергії.

Список використаних джерел

1. Суходоля О. М. Новітні енергетичні технології та їх вплив на функціонування систем енергопостачання: аналіт. доп. – Київ : НІСД, 2022. – 36 с.
URL: <https://doi.org/10.53679/NISS-analytrep.2022.17>. (дата звернення: 20.04.2026)
2. Active electrical distribution network: a smart approach / edited by Baseem Khan, Josep M. Guerrero, Sanjeevikumar Padmanaban, Hassan Haes Alhelou, Om Prakash Mahela, Sudeep Tanwar: Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2021, – 597 p. ISBN 9781119599456 (pdf).
3. Dimitra G. Kyriakou, Fotios D. Kanellos Sustainable Operation of Active Distribution Networks, *Applied. Sciences*. 2023, 13(5), 3115. URL: <https://doi.org/10.3390/app13053115>. (дата звернення: 20.04.2026)
4. Яценко Д., Попов В., Кондратюк В., Замулко А., Фролов І. Розв'язання задачі динамічної реконфігурації розподільної мережі з джерелами розподільної генерації у режимі реального часу // *Вісник Хмельницького національного університету*, 2024. – № 2, (333), С. 61–69.
5. 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.
URL: <https://doi.org/10.3390/electronics10243182>. (дата звернення: 20.04.2026)
6. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices // The IEEE Inc., USA, May 2012. – 43 pp.

References

1. Sukhodolia O. M. New energy technologies and their impact on the functioning of energy supply systems: analytical supplement – Kyiv: NISD, 2022. – 36 p.
URL: <https://doi.org/10.53679/NISS-analytrep.2022.17>. (accessed: 20.04.2026) (Ukr)
2. Active electrical distribution network: a smart approach / edited by Baseem Khan, Josep M. Guerrero, Sanjeevikumar Padmanaban, Hassan Haes Alhelou, Om Prakash Mahela, Sudeep Tanwar: Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2021, – 597 p. ISBN 9781119599456 (pdf).
3. Dimitra G. Kyriakou, Fotios D. Kanellos Sustainable Operation of Active Distribution Networks, *Applied. Sciences*. 2023, 13(5), 3115. URL: <https://doi.org/10.3390/app13053115>. (accessed: 20.04.2026)
4. Yatsenko D., Popov V., Kondratyuk V., Zamulko A., Frolov I. Solving the problem of dynamic reconfiguration of a distribution network with distributed generation sources in real time // *Bulletin of the Khmelnytskyi National University*, 2024. – No. 2, (333), P. 61–69. (Ukr)
5. 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.
URL: <https://doi.org/10.3390/electronics10243182>. (accessed: 20.04.2026)
6. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices // The IEEE Inc., USA, May 2012. – 43 pp.