

ОПТИМАЛЬНЕ РОЗМІЩЕННЯ СЕКЦІОНАЛАЙЗЕРІВ ДЛЯ ПОКРАЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

О.Г. Шполянський*, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна,

e-mail: shpolianskvi@outlook.com.

В роботі запропоновано евристичний метод оптимального розміщення секціоналайзерів в розподільних електричних мережах без автоматичного резервування. Метод полягає в розділенні мережі на сегменти з однаковими сумарними довжинами ліній і пошуку оптимального місця розміщення секціоналайзерів в околі точок поділу. На основі методу розроблено алгоритм та проведено розрахунки по визначенню оптимальних місць розміщення секціоналайзерів та очікуваних показників надійності електропостачання для фрагменту розподільної електричної мережі. Бібл. 9, табл. 2, рис. 1.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, показники надійності електропостачання, секціоналайзер, оптимальне розміщення.

Вступ. Розподільні електричні мережі (РЕМ) є важливою ланкою, що пов'язує виробників електроенергії з її споживачами. У багатьох випадках зв'язки у РЕМ є радіальними, що робить їхніх споживачів вразливими через переривання електропостачання. У літературі повідомляється, що на долю РЕМ припадає понад 80% усіх подій, що призводять до виникнення перерв у електропостачанні [1]. У разі перерв електропостачання життя та здоров'я споживачів може бути поставлене під загрозу, вони несуть матеріальні збитки (припиняється випуск продукції, виходе з ладу обладнання, псується сировина і продукція), відчувають фізіологічні і соціальні незручності (припиняється водо- і теплопостачання, не працює зв'язок та електротранспорт). Одним із способів зменшення кількості та тривалості перерв електропостачання є установка в РЕМ сучасних комутаційних апаратів (КА) таких, як вимикачі з автоматичним повторним включенням (АПВ), реклоузери (РК) і секціоналайзери (СР). Визначення оптимальної кількості та місць встановлення таких пристроїв здійснюється різними методами, а саме: декомпозиція та опуклий аналіз [2], евристичний комбінаторний пошук [3], аналітичний ієрархічний процес [4], алгоритм мурашиної колонії [5], бінарний диференційний еволюційний алгоритм [6], евристичний алгоритм дискретної оптимізації [7] та багато інших.

Слід зауважити, що місце розміщення КА буде оптимальним лише для тих умов, для яких виконувався оптимізаційний вибір. Це відбувається через випадковий характер виникнення короткого замикання на тій або іншій ділянці лінії, коливання поточного навантаження споживачів, зміну конфігурації РЕМ, усереднення або узагальнення показників, на основі яких ведуться оптимізаційні розрахунки. Таким чином, для різних станів РЕМ оптимальне розташування КА може бути різним. Отже, яким би складним не був би метод оптимального вибору місця розташування КА, він може надати лише квазі-оптимальне рішення.

На лініях РЕМ, які безпосередньо підключено до шин підстанцій, встановлюються вимикачі із можливістю здійснення АПВ або реклоузери. Вони дають можливість відключити струм КЗ та усунути значну кількість нестійких замикань під час безструмової паузи. Секціоналайзер на відміну від реклоузера не перериває струм короткого замикання. Контакти СР роз'єднуються під час безструмової паузи. Керування СР може виконуватися віддалено з диспетчерського центру або автоматично (локально). В цьому випадку він підраховує кількість операцій відключення РК або вимикача на лінії живлення. Після того, як попередньо вибрану кількість операцій відключення струму було здійснено, контакти СР роз'єднуються. Вартість секціоналайзерів є суттєво меншою, ніж реклоузерів, тому за наявності КА здатного відключати КЗ і здійснювати АПВ вони можуть стати недорогим і ефективним засобом відокремлення несправної ділянки від решти РЕМ.

© Шполянський О.Г., 2025

* ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0167-2234>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2025



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

Мета роботи. Покращення очікуваних показників надійності електропостачання споживачів та зменшення обсягу недопоставленої електроенергії в розподільних електричних мережах шляхом оптимального розміщення секціоналайзерів.

Показники надійності електропостачання та критерій оптимізації. Задля оцінки рівня надійності будь-якого об'єкта використовуються показники надійності. Показники надійності – кількісні характеристики властивостей, які в сукупності складають надійність об'єкту [8].

В даний час задля оцінки надійності електричних мереж в багатьох країнах застосовують показники, що базуються на відповідних стандартах. В [9] описано 12 індексів, які поділено на групи: індекси стійких (довгих) перерв, індекси на основі навантаження, індекси нестійких (коротких) перерв. Вони характеризують різні аспекти надійності електропостачання. В Україні звітними показниками для постачальників електроенергії є індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI), індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI), розрахунковий обсяг недопоставленої електроенергії (ENS).

Показники надійності електропостачання дають можливість порівняти надійність не тільки різних, не пов'язаних одна з одною РЕМ, а й окремих фрагментів однієї електричної мережі. Статистичний аналіз дає змогу виявити аномальні відхилення показників окремих фрагментів однієї РЕМ від певних середніх значень, вказати на можливі причини цих відхилень та розробити заходи по їхньому усуненню. Звітні показники надійності розраховуються за довгими і короткими перервами, які вже відбулися в РЕМ. Кількість таких подій, місце їхнього виникнення, кількість відключених споживачів під час цих подій та їхню потужність й тривалість відновлення електропостачання є відомими. Під час розробки заходів з покращення показників надійності використовують очікуванні показники надійності. Їх визначають на основі певних припущень, усереднених показників та статистичних даних, які можуть узагальнювати інформацію не лише по конкретному фідеру або підстанції, а й по РЕМ певного класу напруги, що охоплює значну територію. Одним з таких узагальнень є середня частота відмов в лініях електропересилання (ЛЕП) – це кількість відмов на 1 км довжини лінії на рік. Розрізняють середню частоту довгих перерв λ^s і середню частоту коротких перерв λ^m . За допомогою цих показників можна визначити кількість перерв (відключень) на рік для кожної лінії, фрагменту або всієї РЕМ. Будемо називати сегментом РЕМ множину ліній, події на яких призводять до відключення певного КА. Тоді сумарна середня кількість довгих λ^s і коротких k^m перерв на рік від пошкоджень на усіх лініях сегменту S буде дорівнювати

$$k^s = \lambda^s \sum_s l_i, \quad (1)$$

$$k^m = \lambda^m \sum_s l_i, \quad (2)$$

де l_i – довжина i -ї лінії, що входить в сегмент S ; λ^s і λ^m приймаються однаковим для всіх ліній однієї номінальної напруги.

У разі виникнення i -ї події, що призвела до довгої перерви, час відновлення нормальної роботи буде складати

$$r_i = r_{\Pi i} + r_{P i}, \quad (3)$$

де $r_{\Pi i}$ – час пошуку місця пошкодження; $r_{P i}$ – час ремонту пошкодження.

В залежності від обставин і виду ремонту складові (3) можуть суттєво змінюватися. Так, наприклад, час пошуку місця пошкодження може бути скорочений у разі визначення ймовірних зон пошкодження на основі аналізу конфігурації мережі і параметрів аварійного режиму. Різні види пошкоджень (падіння опори, обрив проводу, руйнування ізолятора) потребують різного часу для їхнього усунення. Під час визначення очікуваних показників надійності від майбутніх пошкоджень i , відповідно, час їхнього усунення є невідомим. Величини очікуваних показники надійності в даній роботі визначаються за період один рік. Тому очікуваний час ремонту пропонується визначати як середнє на протязі попереднього року тривалість ремонту.

Якщо лінії електричної мережі оснащені вказівниками струму короткого замикання, то шлях пошуку пошкодження буде пролягати від відімкненого комутаційного апарату по шляху протікання струму короткого замикання до місця пошкодження. Кожна лінія на цьому шляху, окрім лінії з пошкодженням, буде пройдена повністю. Місце пошкодження може знаходитися як на початку лінії, так і в кінці. Прийемо, що пошкодження знаходиться по середині цієї лінії. Отже час пошуку пошкодження можна представити у вигляді рівняння

$$r_{\Pi} = \left(\sum_{D_i} l_d + 0,5l_i \right) / V ,$$

де D_i – множина ділянок ліній, вздовж яких проходить шлях до ділянки з пошкодженням; V – швидкість пересування; l_d – довжина ділянки d ; l_i – довжина ділянки з пошкодженням.

Середній час пошуку пошкодження для сегменту мережі буде складати

$$r_{\Pi}^s = \sum_s r_{\Pi} / K^s ,$$

де K^s – кількість ліній в сегменті мережі.

Але на лініях різної довжини, у відповідності до прийнятої моделі (1) і (2), кількість пошкоджень буде різною. На довших лініях вона буде більшою, а на коротших – меншою. Тому пропонується перейти від середнього часу пошуку пошкодження у сегменті РЕМ до середньозваженого по довжині ліній

$$r_{\Pi}^s = \sum_s l_i r_{\Pi} / \sum_s l_i .$$

Час відновлення електропостачання для відключеного сегменту електричної мережі S буде складати

$$r^s = r^c + r_{\Pi}^s ,$$

де r^c – умовно постійна складова тривалості відновлення електропостачання, яка включає підготовку до виїзду ОБВ і середню тривалість ремонтних робіт.

Через пошкодження ділянки i обсяг очікуваної недопоставленої електроенергії на рік у сегменті S розподільної електричної мережі складе

$$EENS_i^s = \lambda^s l_i P^s r^s ,$$

де P^s – потужність споживачів, що були відключені через виникнення пошкодження у сегменті S .

Річний обсяг недопоставленої електроенергії через пошкодження ліній в сегменті S РЕМ буде мати вигляд

$$EENS^s = \lambda^s L^s P^s r^s , \quad (4)$$

де L^s – довжина ліній, які входять в сегмент S .

Для сегменту РЕМ, який відокремлений від решти мережі КА, річні очікувані інтегральні показники надійності будуть мати вигляд

$$ESAIFI^s = \lambda^s L^s N^s / N_T , \quad (5)$$

$$ESAIDI^s = \lambda^s L^s N^s r^s / N_T , \quad (6)$$

$$EMAIFI^s = \lambda^m L^s N^s / N_T , \quad (7)$$

де N^s – кількість споживачів, що були відключені; N^T – загальна кількість споживачів.

Показники надійності РЕМ будуть дорівнювати сумі показників надійності її сегментів.

Збитки за недопоставлену електроенергію можуть бути визначені за тарифами на послуги з розподілу електроенергії та обсягом недопоставленої електроенергії. Для інших показників надійності безпосередній зв'язок між їхнім відхиленням від граничних величин і сумою штрафу в нормативних документах виявити не вдалося. За цих обставин сформувані економічно обґрунтовану цільову функцію, яка б включала всі ці показники, досить складно. Тому пропонується прийняти за критерій оптимізації суму річної недопоставленої електроенергії у відключених сегментах РЕМ

$$F = \sum_s EENS^s .$$

Евристичний метод і алгоритм оптимального розміщення секціоналайзерів. Параметри, що приймають участь у визначенні очікуваних обсягу недопоставленої електроенергії та інтегральних показників надійності, змінюються дискретно в залежності від місця встановлення КА. Тому застосування методів, що використовуються для безперервних функцій, є неможливим. Визначити оптимальне місце розміщення КА в РЕМ можна було б перебравши всі можливі варіанти. Але цей процес може бути достатньо тривалим. Скоротити кількість варіантів, які розглядаються, можна, обмеживши область пошуку. На основі певних критеріїв нам потрібно визначити, в якій області шукати оптимальне (або наближене до оптимального) рішення. Слід зазначити, що через брак певних вихідних даних або певні припущення можна отримати лише квазіоптимальне рішення. Так автори прийняли, що частота відмов є постійною величиною для всіх ділянок (в загальному випадку це не так), реальний час пошуку місця пошкодження і ремонту може відрізнятись від розрахункового, навантаження споживачів може відрізнятись від прийнятого та інше. Отже, рішення, яке обирається, має бути хорошими, але воно не може бути найкращим для усіх режимів роботи РЕМ. З виразів (4)–(7)

видно, що всі розрахункові показники надійності пропорційні довжині ліній сегменту РЕМ. Розділення РЕМ на сегменти однакової довжини, у відповідності до прийнятої моделі, забезпечить однакову кількість довгих і коротких перерв в кожному сегменті. Якщо припустити, що кількість і потужність споживачів розподіляється приблизно рівномірно, то задля визначення місця установки КА варто розділити РЕМ на сегменти з однаковою L^S .

Пропонується наступний алгоритм вибору оптимального місця установки КА.

1. Для вихідного стану РЕМ розраховуємо величини показників надійності $ESAIFI_0$, $ESAIDI_0$, $EMAIFI_0$ та недопоставлену електроенергію $EENS_0$.

2. Визначаємо приблизну довжину сегменту, на які буде розділено РЕМ,

$$L_a^S = L_{ЦЖ} / (K_A + 1), \quad (8)$$

де $L_{ЦЖ}$ – довжина фрагменту РЕМ, що живиться від ділянки, на якій встановлено вимикач з автоматичним повторним включенням або РК; K_A – кількість комутаційних апаратів, яка має бути встановлена.

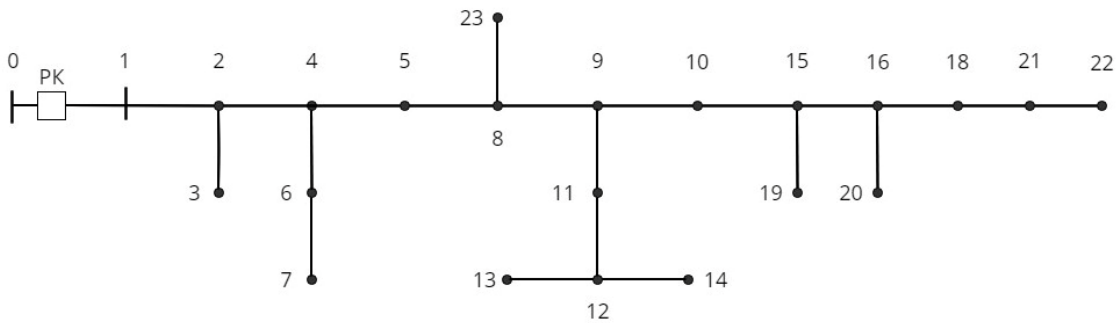
3. Для кожного КА знаходимо пару суміжних ділянок a^i і a^{i+1} , для яких виконується нерівність

$$L_a^{Si} \leq L_a^S \leq L_a^{Si+1}. \quad (9)$$

4. Розраховуємо очікувані показники надійності $ESAIFI$, $ESAIDI$, $EMAIFI$ та недопоставлену електроенергію $EENS$ для всіх можливих варіантів сполучень розміщення СР на ділянках a^i і a^{i+1} . Кількість варіантів складає 2^{K_A} .

5. Обираємо кращий з отриманих варіантів.

Приклад. Як приклад розглянемо фрагмент РЕМ, який зображено на рисунку. Він складається з 22-х ділянок. На ділянці 0-1 розташовано реклоузер. Навантаження присутнє у 15-и вузлах. Вихідні данні розміщені в табл. 1, де зазначено: номер ділянки; вузол початку і кінця ділянки; її довжина, км; кількість споживачів у вузлі кінця ділянки і сумарна середня потужність, кВт. Символ “-” відповідає відсутності споживачів. Було прийнято такі значення для узагальнених величин: $\lambda^s=0,4$ події/км*рік; $\lambda^m=0,5$ події/км*рік; $r^c=135$ хв.; $V=0,25$ км/хв. Загальна довжина всіх ділянок – 19,15 км. У разі встановлення двох СР оптимальна довжина ділянок сегментів буде становити 6,383 км. Для секціоналайзера 1 (СР1) умові (9) відповідають ділянки 5-8 і 4-5, секціоналайзера 2 (СР2) – ділянки 15-16 і 10-15.



Таблиця 1

| № | Поч. | Кін. | l_d | N | P | № | Поч. | Кін. | l_d | N | P |
|----|------|------|-------|-----|-----|----|------|------|-------|-----|-----|
| 1 | 0 | 1 | 1,74 | - | - | 12 | 11 | 12 | 0,21 | - | - |
| 2 | 1 | 2 | 0,64 | 15 | 94 | 13 | 12 | 13 | 1,05 | 5 | 75 |
| 3 | 2 | 3 | 0,58 | 16 | 85 | 14 | 12 | 14 | 0,40 | 32 | 80 |
| 4 | 2 | 4 | 0,51 | 4 | 93 | 15 | 10 | 15 | 2,59 | - | - |
| 5 | 4 | 5 | 2,10 | - | - | 16 | 15 | 16 | 0,30 | 17 | 125 |
| 6 | 4 | 6 | 1,07 | 10 | 65 | 17 | 16 | 20 | 0,78 | 21 | 130 |
| 7 | 6 | 7 | 0,38 | 7 | 30 | 18 | 16 | 18 | 1,52 | - | - |
| 8 | 5 | 8 | 0,32 | - | - | 19 | 18 | 21 | 0,57 | 15 | 77 |
| 9 | 8 | 9 | 0,84 | - | - | 20 | 21 | 22 | 1,23 | 8 | 67 |
| 10 | 9 | 10 | 0,33 | 12 | 45 | 21 | 15 | 19 | 0,94 | 3 | 38 |
| 11 | 9 | 11 | 0,34 | 24 | 105 | 22 | 8 | 23 | 0,71 | 12 | 45 |

За умови відсутності секціоналайзерів очікувані показники надійності склали: $ESAIFI_0$ – 7,660, $ESAIDI_0$ – 1228,966 хв., $EMAIFI_0$ – 9,575, обсяг недопоставленої електроенергії $EENS_0$ – 1418,23

тис. кВт•год/рік. В табл. 2 наведено результати обчислення відповідних показників у разі розташування секціоналайзерів CP1 і CP2 на обраних ділянках, та абсолютна (Δ_A) і відносна (Δ_B) величини їхнього покращення по відношенню до режиму без секціоналайзерів. Найкращі результати для всіх показників спостерігаються у випадку встановлення – CP1 на ділянці 4-5 і CP2 на ділянці 10-15. Покращення *SAIFI* і *MAIFI* склало 33,95 %; *SAIDI* – 40,89 %; *EENS* – 40,43 %.

Таблиця 2

| Ділянка | | Сегмент | | | Сума | Δ_A | Δ_B , % |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|----------------|
| CP1 | CP2 | 1 | 2 | 3 | | | |
| ESAIFI | | | | | | | |
| 5 - 8 | 15 - 16 | 2,808 | 2,292 | 0,560 | 5,660 | 2,00 | 26,10 |
| 4 - 5 | 15 - 16 | 1,968 | 3,247 | 0,560 | 5,776 | 1,88 | 24,60 |
| 5 - 8 | 10 - 15 | 2,808 | 1,245 | 1,010 | 5,063 | 2,60 | 33,90 |
| 4 - 5 | 10 - 15 | 1,968 | 2,081 | 1,010 | 5,059 | 2,60 | 33,95 |
| ESAIDI | | | | | | | |
| 5 - 8 | 15 - 16 | 409,865 | 326,890 | 79,266 | 816,021 | 412,94 | 33,60 |
| 4 - 5 | 15 - 16 | 280,513 | 474,576 | 79,266 | 834,355 | 394,61 | 32,11 |
| 5 - 8 | 10 - 15 | 409,865 | 176,506 | 148,941 | 735,311 | 493,65 | 40,17 |
| 4 - 5 | 10 - 15 | 276,521 | 300,925 | 148,941 | 726,388 | 502,58 | 40,89 |
| EMAIFI | | | | | | | |
| 5 - 8 | 15 - 16 | 3,510 | 2,865 | 0,700 | 7,076 | 2,50 | 26,10 |
| 4 - 5 | 15 - 16 | 2,460 | 4,059 | 0,700 | 7,220 | 2,36 | 24,60 |
| 5 - 8 | 10 - 15 | 3,510 | 1,557 | 1,262 | 6,329 | 3,25 | 33,90 |
| 4 - 5 | 10 - 15 | 2,460 | 2,601 | 1,262 | 6,324 | 3,25 | 33,95 |
| EENS | | | | | | | |
| 5 - 8 | 15 - 16 | 472,98 | 347,05 | 108,79 | 928,82 | 489,41 | 34,51 |
| 4 - 5 | 15 - 16 | 323,71 | 506,83 | 108,79 | 939,33 | 478,90 | 33,77 |
| 5 - 8 | 10 - 15 | 472,98 | 187,39 | 204,41 | 864,79 | 553,44 | 39,02 |
| 4 - 5 | 10 - 15 | 319,11 | 321,38 | 204,41 | 844,90 | 573,33 | 40,43 |

Висновки. Розроблено метод і алгоритм визначення оптимального місця розташування секціоналайзерів в розподільній електричній мережі, який оснований на мінімізації очікуваного обсягу недопоставленої електроенергії шляхом формування збалансованих по загальній довжині відокремлених сегментів. Запропонований метод дає змогу уникнути громіздких пошукових процедур, обмеживши вибір місця встановлення секціоналайзерів лініями електропередачі, які є суміжними до точки розділу РЕМ, на збалансовані по загальній довжині сегменти. Під час розрахунку очікуваних показників надійності запропоновано здійснити перехід від середньої до середньозваженої по довжині ліній сегменту тривалості пошуку місця пошкодження, що дозволить врахувати відмінність кількості відмов у ліній різної довжини.

Розрахунок для фрагменту РЕМ підтвердив ефективність запропонованого методу.

1. Chowdhury A.A., Koval D.O. Power Distribution system Reliability. Practical Methods and Applications. IEEE Press, 2009. 531 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470459355>.
2. Carvalho P.M.S., Ferreira L.A.F.M., da Silva A.J.C. A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 2005. Vol. 20. Issue 2. Pp. 1031-1036. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.838470>.
3. Popovic D.S., Glamocic L.R., Nimrihter M.D. The optimal automation level of medium voltage distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011. No 33. Pp. 430-438. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.10.004>.
4. Bernardon D.P. AHP decision-making algorithm to allocate remotely controlled switches in distribution networks. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 2011. Vol. 26. Pp. 1884-1892. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2119498>.
5. Teng J-H., Liu Y-H. A novel ACS-based optimum switch relocation method. *IEEE Transaction on Power System* 2003. Vol. 18. Pp. 113-120. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPER.2002.4311910>.
6. Falah M., Hajivand M., Karimi R., Karimi M. Optimal recloser placement by binary differential evolutionary algorithm to improve reliability of distribution system. *International Journal of Information, Security and Systems Management*. 2024. Vol. 3. No 2. Pp. 345-349.

7. Жаркин А.Ф., Попов В.А., Ткаченко В.В. Решение задачи оптимального секционирования воздушных распределительных сетей в условиях нормирования показателей надежности. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 61–69.
8. Козирський В.В., Гай О.В. Методи та моделі розрахунку надійності систем електропостачання. К.: Гнозіс, 2013. 563 с.
9. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. The IEEE Inc., USA, May 2012. 45 p.

OPTIMAL PLACEMENT OF SECTIONALIZERS TO IMPROVE THE RELIABILITY OF ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS

O.G. Shpolianskyi

**Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskiy Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine,
e-mail: shpolianskyi@outlook.com.**

The paper proposes a heuristic method for optimal placement of sectionalizers in distribution electrical networks without automatic reservation. The method consists in dividing the network into segments with the same total line lengths and finding the optimal location of the sectionalizers around the dividing points. Based on the method, an algorithm was developed and calculations were performed to determine the optimal locations of sectionalizers and expected indexes of power supply reliability for a fragment of the distribution network. References 9, tables 2, figure 1.

Keywords: electrical distribution network, power supply reliability indexes, sectionalizer, optimal placement.

1. Chowdhury A.A., Koval D.O. Power Distribution system Reliability. Practical Methods and Applications. IEEE Press, 2009. 531 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9780470459355>.
2. Carvalho P.M.S., Ferreira L.A.F.M., da Silva A.J.C. A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 2005. Vol. 20. Issue 2. Pp. 1031-1036. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.838470>.
3. Popovic D.S., Glamocic L.R., Nimrihter M.D. The optimal automation level of medium voltage distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2011. No 33. Pp. 430-438. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.10.004>.
4. Bernardon D.P. AHP decision-making algorithm to allocate remotely controlled switches in distribution networks. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 2011. Vol. 26. Pp. 1884-1892. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2119498>.
5. Teng J-H, Liu Y-H. A novel ACS-based optimum switch relocation method. *IEEE Transaction on Power System* 2003. Vol. 18. Pp. 113-120. DOI: <https://doi.org/10.1109/MPER.2002.4311910>.
6. Falah M., Hajivand M., Karimi R., Karimi M. Optimal recloser placement by binary differential evolutionary algorithm to improve reliability of distribution system. *International Journal of Information, Security and Systems Management*. 2024. Vol. 3. No 2. Pp. 345-349.
7. Zharkin A.F., Popov V.A., Tkachenko V.V. Solution of the overhead distribution networks optimal sectionalizing problem under the condition of reliability indices standardization. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2013. No 5. Pp. 61-69. (Ukr)
8. Kozyrskyi V.V., Hai O.V. Methods and models for calculating the reliability of power supply systems. Kyiv: Gnosis, 2013. 563 p. (Ukr)
9. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. The IEEE Inc., USA, May 2012. 45 p.

Надійшла 27.05.2024
Остаточний варіант 05.08.2024