

## ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ КОНФІГУРАЦІЇ ТРАСИ МАГІСТРАЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАФТОВОГО ПРОМИСЛУ

Ю. Ф. Романюк, О. В. Соломчак

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727172,  
e-mail: e r e o @ n i n g . e d u . u a

Запропоновано уточнену методику вибору оптимальної конфігурації траси магістральної лінії за критерієм мінімальних дисконтованих витрат, які враховують капітальні вкладення на її спорудження та витрати на експлуатацію й вартість витрат електроенергії. Внаслідок мінімізації цільової функції дисконтованих витрат одержано аналітичні вирази для визначення оптимальних координат вузлових точок магістральної лінії. Проаналізовано вплив капітальних витрат, вартості електроенергії та потужності й характеру навантаження споживачів на конфігурацію магістральної лінії.

Ключові слова: нафтовий промисел, магістральна електрична мережа, трансформаторна підстанція, центр електричних навантажень, дисконтовані витрати, оптимізація схеми, алгоритм розрахунку.

Предложена уточненная методика выбора оптимальной конфигурации трассы магистральной линии по критерию минимальных дисконтированных затрат, учитывающих капитальные вложения на ее сооружение, расходы на эксплуатацию и стоимость потерь электроэнергии. Вследствие минимизации целевой функции дисконтированных затрат получены аналитические выражения для определения оптимальных координат узловых точек магистральной линии. Проанализировано влияние капитальных затрат, стоимости электроэнергии, мощности и характера нагрузки потребителей на конфигурацию магистральной линии.

Ключевые слова: нефтяной промисел, магистральная электрическая сеть, трансформаторная подстанция, центр электрических нагрузок, дисконтированные затраты, оптимизация схемы, алгоритм расчета.

The refined methodology for choosing the optimal configuration of the main power transition line has been proposed using the criterion of minimum discounted costs, which take into account the capital investment in its construction and cost of operation and the cost of energy losses. Analytical expressions for optimum coordinates of the main power transition lines' nodal points have been received in the result of minimizing the objective function of discounted costs. The influence of the capital expenditures, costs of electricity and load capacity and nature of consumers' loads on the main line configuration have been analyzed.

Keywords: oil field, main power transition line, transformer substation, electrical loads centre, discounted costs, configuration optimization, estimation algorithm.

### Вступ

Під час проектування розподільних електричних мереж вибір схем електропостачання споживачів проводять шляхом техніко-економічного порівняння їх раціональних варіантів. Як відомо, на даний час у нафтопромислових електричних мережах застосовують радіальні, магістральні та змішані радіально-магістральні схеми електропостачання [1]. Одним з важливих питань на стадії проектування нафтопромислових об'єктів є вибір оптимальної схеми зовнішнього електропостачання споживачів.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Питанням топології та створенню математичних моделей пошуку оптимальних варіантів схем електричних мереж під час їх проектування присвячена низка наукових робіт [2-5] та ін. Проте вибір оптимальної конфігурації схем здебільшого вирішується шляхом їх варіантного порівняння на підставі техніко - економічних розрахунків.

У роботі [2] був запропонований алгоритм вибору оптимальної конфігурації магістральної електричної мережі нафтопромислового району за критерієм мінімальних розрахункових витрат. Цей алгоритм потребує уточнень у зв'язку

із введенням у 1997 році нової методики визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику [6], згідно з якою оптимальним варіантом схеми електропостачання споживачів є варіант, який відповідає мінімальним дисконтованим витратам. Ці витрати є інтегральним критерієм, який у загальному випадку включає капітальні вкладення, а також експлуатаційні витрати, які складаються з витрат на технічне обслуговування й ремонт елементів мережі та вартості відшкодування витрат електроенергії.

### Актуальність і невирішені питання

Подана робота присвячена актуальному питанню оптимізації топології схем магістральних електричних мереж з урахуванням сучасної методики розрахунку економічної ефективності капітальних вкладень в розвиток енергетики.

### Постановка проблеми

Метою цієї роботи є уточнення методики вибору оптимальної конфігурації траси магістральної електричної мережі за інтегральним критерієм мінімальних дисконтованих витрат та аналіз впливу складових цих витрат на її конфігурацію.

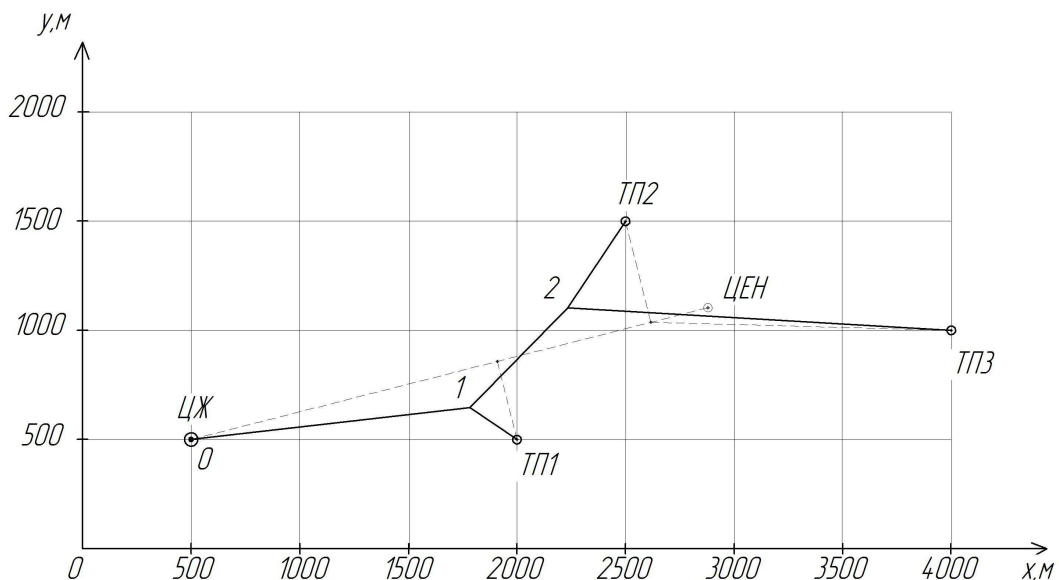


Рисунок 1 – Оптимізована схема магістральної мережі

**Формулювання завдань досліджень**

Для вирішення поставленої проблеми сформульовано такі завдання:

- уточнити алгоритм вибору оптимальної конфігурації траси магістральної електричної мережі;

- проаналізувати вплив капітальних витрат, вартості електроенергії та потужності й характеру навантаження споживачів на конфігурацію траси магістральної мережі;

- оцінити економічну ефективність оптимізації топології магістральної мережі.

**Результати досліджень**

Нижче розглядається методика та алгоритм вибору оптимальної конфігурації траси магістральної електричної мережі для заданого розміщення споживачів і джерела живлення.

Нехай у прямокутній системі координат (рис. 1) розміщено  $n$  знижувальних трансформаторних підстанцій (ТП) з координатами  $a_i$ ,  $b_i$  і розрахунковою потужністю  $S_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ). При заданому розміщенні ТП і центра живлення (ЦЖ) з координатами  $x_0, y_0$  потрібно вибрати оптимальну конфігурацію траси магістральної мережі, яка відповідає мінімуму дисконтованих витрат.

Витрати на спорудження та експлуатацію ТП приймаємо однаковими для варіантів мережі різної конфігурації, тому в техніко-економічному розрахунку їх враховувати не будемо.

Дисконтовані витрати для  $i$ -ої лінії магістральної мережі можна визначити за формулою

$$B_i = \frac{B_{ei} + B_{емрі}}{E} + K_i, \quad (1)$$

де  $B_e$  – витрати на технічне обслуговування та ремонт лінії;

$B_{емр}$  – вартість втрат електроенергії в лінії;

$K$  – капітальні вкладення в будівництво лінії;

$E$  – норма дисконту, яка враховує знецінювання коштів у результаті інфляції протягом розрахункового часу експлуатації електричної мережі, приймаємо  $E = 0,2$ .

Витрати на експлуатацію лінії

$$B_e = \frac{\alpha_e \%}{100} K, \quad (2)$$

де  $\alpha_e$  – норма відрахувань на експлуатацію лінії, виражена у відсотках від капітальних вкладень.

Вартість втрат електроенергії в лінії

$$B_{емр} = C_{ex} \Delta W = C_{ex} \Delta P_{нб} \tau, \quad (3)$$

де  $C_{ex}$  – купівельна вартість електроенергії на вході в мережу;

$\Delta P_{нб}$  – втрати активної потужності в лінії при найбільшому навантаженні;

$\tau$  – час найбільших втрат, який визначимо залежно від часу використання найбільшого навантаження  $T_{нб}$  лінії за формулою

$$\tau = (0,124 + T_{нб}/10000)^2 \cdot 8760. \quad (4)$$

Втрати активної потужності в лінії при найбільшому навантаженні  $S_{нб}$

$$\Delta P_{нб} = \frac{S_{нб}^2}{U_{ном}^2} r_0 l, \quad (5)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга лінії;

$r_0$  – погонний опір проводів лінії;

$l$  – довжина лінії.

Капітальні вкладення на спорудження лінії

$$K = K_0 l, \quad (6)$$

де  $K_0$  – питома вартість 1 км лінії.

З врахуванням (2) - (6) одержимо

$$B_i = \left[ \left( \frac{\alpha_e \%}{100E} + 1 \right) K_{0i} + \frac{S_i^2}{EU_{ном}^2} r_{0i} \Delta I_{ex} \right] \cdot l_i = c_i l_i, \quad (7)$$

де  $c_i$  – питомі дисконтовані витрати, які відповідають виразу у квадратних дужках (7).

Якщо через  $x_i$  та  $y_i$  позначити координати вузлових точок магістральної мережі, тобто точок приєднання відгалужень до магістральної лінії, а через  $S_{mi}$  – потужності, що протікають на її магістральних ділянках, то сумарні дисконтовані витрати для цієї мережі можна записати у вигляді:

$$B = \sum_{i=1}^n \left( c_{ei} \sqrt{(a_i - x_i)^2 + (b_i - y_i)^2} + c_{mi} \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2} \right), \quad (8)$$

де  $c_{ei}$ ,  $c_{mi}$  – питомі дисконтовані витрати, визначені згідно з виразом (7) для відгалужень і магістральних ділянок мережі.

Функцію дисконтованих витрат мінімізуємо для вузлових точок магістральної мережі, так як розміщення ТП є заданим. Прирівнявши

до нуля часткові похідні  $\frac{\partial B}{\partial x_i}$  та  $\frac{\partial B}{\partial y_i}$ , одержимо:

$$\frac{\partial B}{\partial x_i} = c_{ei} \frac{x_i - a_i}{\sqrt{(a_i - x_i)^2 + (b_i - y_i)^2}} + c_{mi} \frac{x_i - x_{i-1}}{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}} +$$

$$+ c_{mi+1} \frac{x_i - x_{i+1}}{\sqrt{(x_i - x_{i+1})^2 + (y_i - y_{i+1})^2}} = 0;$$

$$\frac{\partial B}{\partial y_i} = c_{ei} \frac{y_i - b_i}{\sqrt{(a_i - x_i)^2 + (b_i - y_i)^2}} + c_{mi} \frac{y_i - y_{i-1}}{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2}} +$$

$$+ c_{mi+1} \frac{y_i - y_{i+1}}{\sqrt{(x_i - x_{i+1})^2 + (y_i - y_{i+1})^2}} = 0.$$

Оскільки аналітичне розв'язання одержаної системи рівнянь у загальному вигляді є неможливим, то для визначення оптимальних координат вузлових точок магістральної мережі можна використати ітераційний метод розрахунку. Зведемо систему рівнянь (9), (10) до такого вигляду:

$$x_i = \frac{c_{ei} a_i l_{mi+1} l_{mi} + c_{mi} x_{i-1} l_{mi+1} l_{ei} + c_{mi+1} x_{i+1} l_{mi} l_{ei}}{c_{ei} l_{mi+1} l_{mi} + c_{mi} l_{mi+1} l_{ei} + c_{mi+1} l_{mi} l_{ei}}; \quad (11)$$

$$y_i = \frac{c_{ei} b_i l_{mi+1} l_{mi} + c_{mi} y_{i-1} l_{mi+1} l_{ei} + c_{mi+1} y_{i+1} l_{mi} l_{ei}}{c_{ei} l_{mi+1} l_{mi} + c_{mi} l_{mi+1} l_{ei} + c_{mi+1} l_{mi} l_{ei}}. \quad (12)$$

За початкові наближення  $x_i^{(0)}$ ,  $y_i^{(0)}$  можна прийняти координати основ перпендикулярів,

опущених з точок розміщення ТП  $M_i(a_i, b_i)$  на пряму, що проходить через ЦЖ і центр електричних навантажень споживачів (ЦЕН) з координатами  $x_{цен}$ ,  $y_{цен}$ :

$$\left. \begin{aligned} x_{цен} &= \frac{\sum_{i=1}^n S_i x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \\ y_{цен} &= \frac{\sum_{i=1}^n S_i y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

Підставивши в праві частини формул (11), (12) початкові наближення координат вузлових точок магістральної мережі  $x_i^{(0)}$ ,  $y_i^{(0)}$ , одержимо перше наближення  $x_i^{(1)}$ ,  $y_i^{(1)}$ . Після підставлення цих координат в (11), (12) одержимо наступні наближення  $x_i^{(2)}$  та  $y_i^{(2)}$  і т. д. Розрахунок закінчуємо при виконанні умов:

$$|x_i^{(k)} - x_i^{(k+1)}| \leq \varepsilon; \quad (14)$$

$$|y_i^{(k)} - y_i^{(k+1)}| \leq \varepsilon, \quad (15)$$

де  $\varepsilon$  – задана точність розрахунку.

Розглянемо можливі варіанти схем розподільчої мережі номінальною напругою 10 кВ, зображені на рисунку 2. Базовим для техніко-економічного порівняння варіантів будемо вважати варіант приєднання відгалужень під прямим кутом до магістральної лінії, що проходить з центра живлення ЦЖ в напрямку центра електричних навантажень ЦЕН (рис. 2, а). На рисунку 1 цей варіант зображено пунктиром. Крім нього, розглянемо варіант схеми із заходом магістральної ділянок мережі безпосередньо на ТП (рис. 2, б), оптимізований варіант магістральної схеми (рис. 2, в), який відповідає мінімуму дисконтованих витрат, і радіальну схему мережі (рис. 2, г).

Розподільча мережа району виконана повітряними лініями, переріз проводів яких вибрано за умовою економічності [3]. Прийmemo норму відрахувань на експлуатацію ліній  $\alpha_e = 3,8\%$ , вартість електроенергії  $U_{ex} = 2$  грн/кВт·год, час використання найбільшого навантаження  $T_{ноб} = 4000$  год. Розподіл навантаження споживачів і параметри магістральної мережі наведені в таблиці 1.

Для мінімізації цільової функції дисконтованих витрат (8) і розрахунку оптимальних координат вузлових точок магістральної мережі була використана комп'ютерна програма Mathcad. Результати розрахунку дисконтованих витрат та їх складових для варіантів схем, зображених на рис. 2, наведені в таблиці 2.

Згідно з виконаним розрахунком дисконтовані витрати для варіанта з приєднанням від-

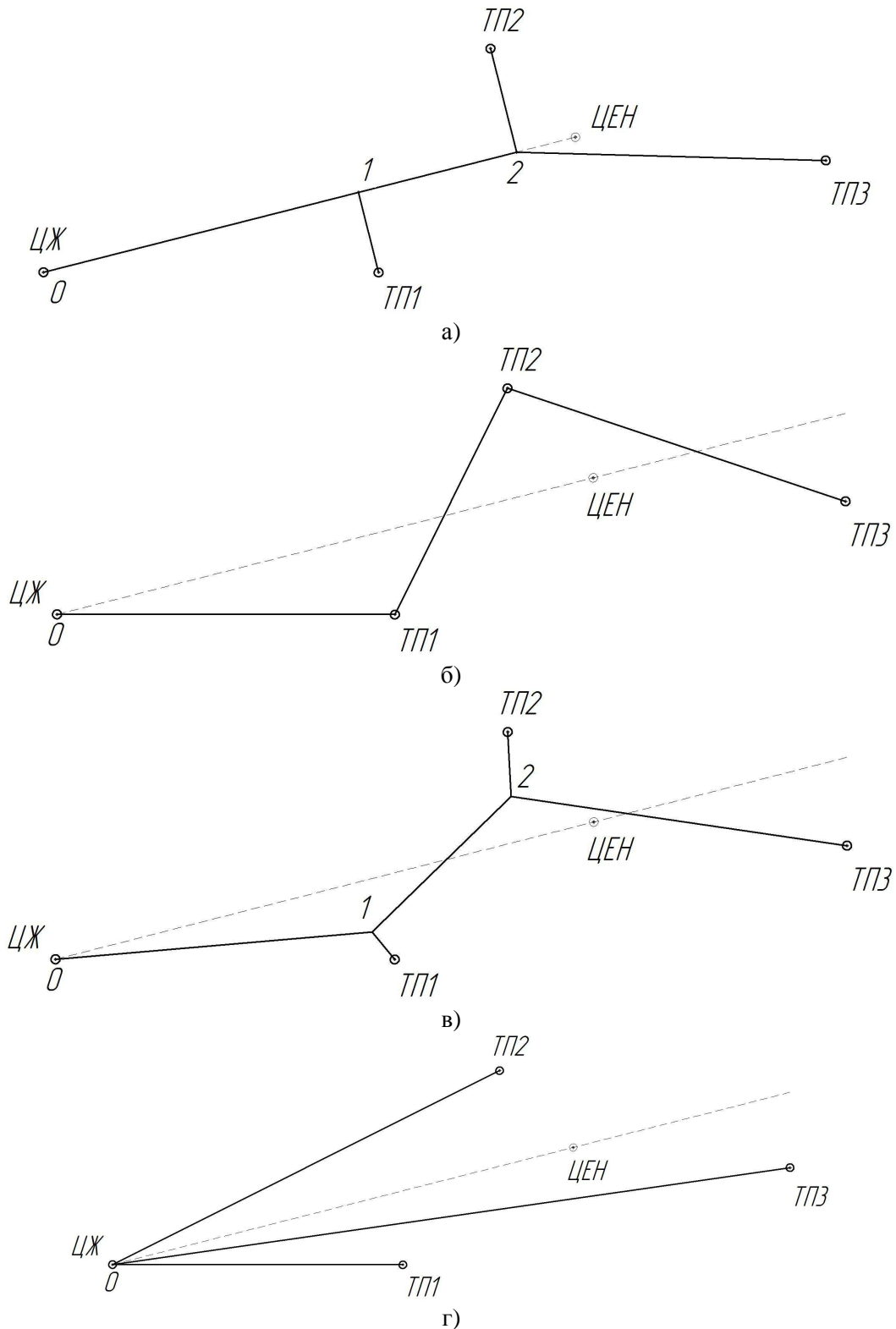


Рисунок 2 – Варіанти схем магістральної мережі

галужень до магістральної лінії під прямим кутом (див. рис. 2, а) становлять 2106 тис. грн, а для оптимального варіанта (див. рис. 2, в) – 2025 тис. грн, тобто відносна величина дисконтованих витрат зменшилась на 4 % внаслідок зменшення загальних втрат електроенергії та вартості їх відшкодування. Порівняно з варіантом радіальної мережі, дисконтовані витрати для оптимального варіанта магістральної мере-

жі зменшуються на 40 %, а відносно варіанта із заходом магістральної лінії на ТП (див. рис. 2, б) для заданого їх розміщення – на 2,2 %.

Проаналізуємо вплив капітальних витрат, вартості електроенергії та потужності й характеру навантаження споживачів на конфігурацію магістральної мережі, зображеної на рисунку 1. Результати розрахунку наведені в таблицях 3-5 та проілюстровані на рисунках 3-8.

Таблиця 1 – Параметри магістральної розподільчої мережі

Ділянка	$S$ , кВ·А	$S$ , кВ·А	Марка проводу	$K_0$ , тис. грн / км	$r_0$ , Ом/км
ЦЖ-1	1000+j390	1073	АС-70	420	0,43
1-2	700+270	750	АС-50	360	0,6
1-ТП1	300+j120	323	АС-25	300	1,2
2-ТП2	400+j150	427	АС-25	300	1,2
2-ТП3	300+j120	323	АС-25	300	1,2

Таблиця 2 – Дисконтовані витрати та їх складові

Варіант	$V_{дс}$ , тис грн	$K$ , тис грн	$V_e$ , тис грн	$\Delta W$ , тис.кВт·год	$V_{втр}$ , тис грн
а	2106	1543	58,62	27,05	54,09
б	2069	1507	57,26	27,62	55,24
в	2025	1481	56,3	26,29	52,58
г	2830	2182	82,9	23,47	46,94

Таблиця 3 – Вплив вартості електроенергії на параметри магістральної схеми

Вартість електроенергії, грн /кВт·год	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$V$ , тис грн.	Довжина магістральних ділянок, м	Довжина відгалужень, м	Загальна довжина ліній, м
1	1931	591	2532	1196	1893	2287	1900	4187
2	1901	621	2515	1216	2025	2261	1941	4203
3	1872	644	2501	1232	2156	2241	1978	4218

Таблиця 4 – Вплив часу найбільших втрат  $\tau$  на параметри оптимальної схеми

Час найбільших втрат $\tau$ , год	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$V$ , тис грн.	Довжина магістральних ділянок, м	Довжина відгалужень, м	Загальна довжина ліній, м
1000	1933	589	2533	1195	1887	2289	1898	4187
2000	1903	618	2516	1214	2013	2263	1939	4202
3000	1876	641	2502	1230	2138	2243	1973	4216
4000	1851	660	2491	1244	2263	2227	2003	4230

Таблиця 5 – Вплив вартості ліній на параметри оптимальної схеми мережі

Відносна вартість ліній, %	$x_1$	$y_1$	$x_2$	$y_2$	$V$ , тис грн.	Довжина магістральних ділянок, м	Довжина відгалужень, м	Загальна довжина ліній, м
60	1864	651	2497	1237	1320	2235	1988	4223
80	1889	633	2507	1225	1673	2250	1960	4210
100	1901	621	2515	1216	2025	2261	1941	4203
120	1911	611	2520	1210	2378	2270	1928	4197
140	1918	604	2524	1205	2730	2275	1919	4194

З підвищенням вартості електроенергії координати вузлових точок магістральної мережі зміщуються в бік джерела живлення та споживачів з більшим навантаженням. При цьому довжина магістральних ділянок зменшується, а довжина відгалужень збільшується. У результаті зменшуються сумарні втрати потужності в магістральній мережі, хоча загальна довжина ліній збільшується. Таким чином забезпечується мінімум дисконтованих витрат при заданій вартості електроенергії.

У разі збільшення вартості ліній магістральної мережі потрібно мінімізувати їх довжину,

тобто координати вузлових точок магістралі потрібно змістити так, щоб зменшилась сумарна довжина ліній та їх вартість. При цьому забезпечується мінімум дисконтованих витрат при заданій питомій вартості ліній та вартості втрат електроенергії.

Щодо впливу форми графіків навантаження споживачів на конфігурацію магістральної мережі, то зі збільшенням часу використання найбільшого навантаження  $T_{нб}$ , та відповідно часу найбільших втрат  $\tau$ , збільшуються втрати електроенергії в лініях. З метою зменшення цих втрат потрібно зменшити довжину найбільш

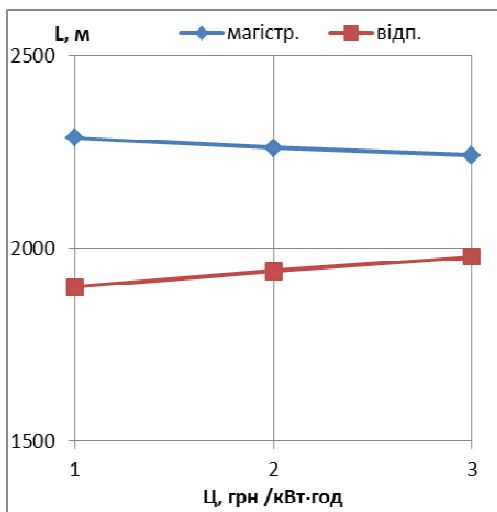


Рисунок 3 – Графіки залежностей довжини магістральних ділянок і відгалужень від вартості електроенергії

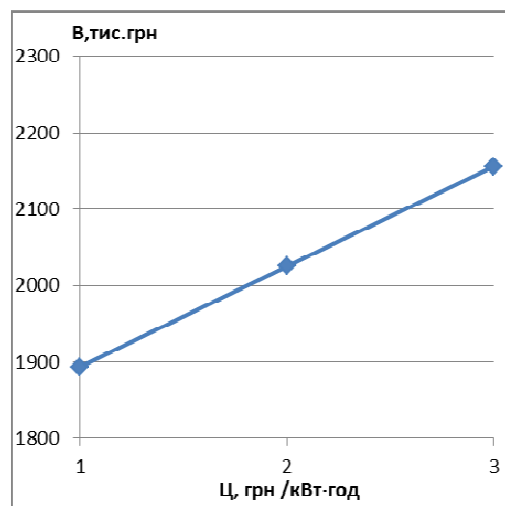


Рисунок 4 – Графік залежності дисконтованих витрат від вартості електроенергії

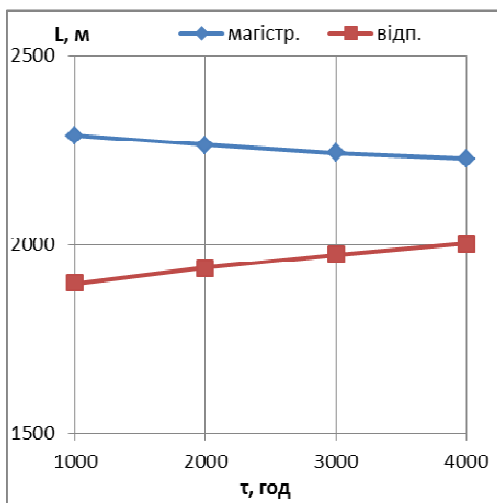


Рисунок 5 – Графіки залежностей довжини магістральних ділянок і відгалужень від часу найбільших втрат

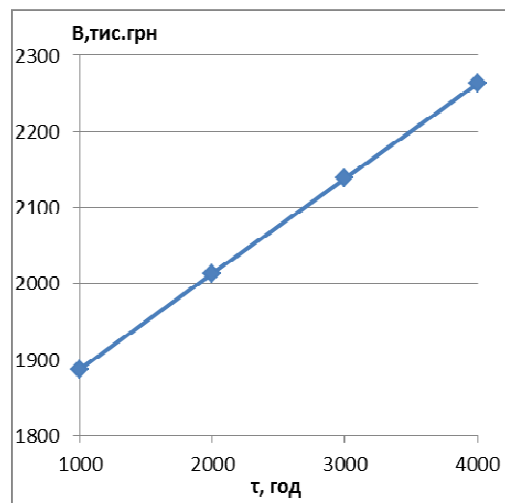


Рисунок 6 – Графік залежності дисконтованих витрат від часу найбільших втрат

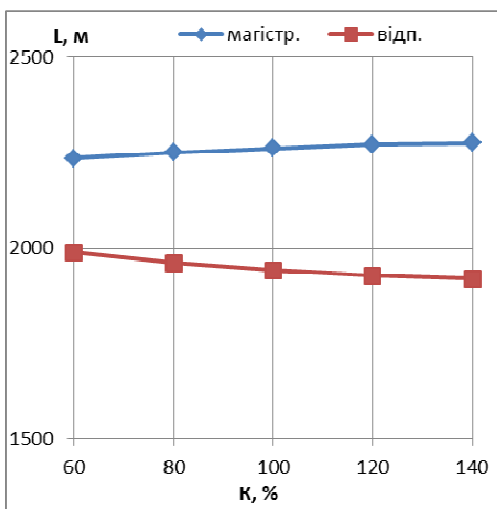


Рисунок 7 – Графіки залежностей довжини магістральних ділянок і відгалужень від вартості ліній

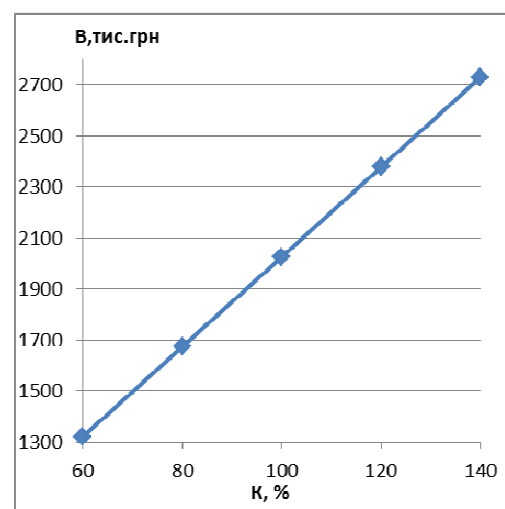


Рисунок 8 – Графік залежності дисконтованих витрат від вартості ліній

завантажених магістральних ділянок мережі, тобто координати вузлових точок магістральної лінії потрібно змістити в бік джерела живлення та споживачів з більшим навантаженням. При цьому сумарні втрати електроенергії в магістральній мережі зменшаться (хоча сумарна довжина ліній та дисконтовані витрати збільшаться, як і у випадку збільшення вартості електроенергії). У кінцевому результаті дисконтовані витрати для заданих умов будуть мінімізовані.

Таким чином, оптимальна конфігурація магістральної мережі залежить від геометричного розташування знижувальних підстанцій і центра живлення, потужності та характеру навантаження споживачів, капітальних вкладень на спорудження мережі та її експлуатацію й купівельної вартості електроенергії. Мінімум дисконтованих витрат відповідає оптимальному співвідношенню складових цих витрат, одна з яких пропорційна капітальним вкладенням, а інша залежить від вартості втрат електроенергії.

Об'єктом дослідження є класична нерозгалужена магістральна мережа однієї номінальної напруги, в якій споживачі електроенергії розміщені в одному напрямку відносно центра живлення. Запропонована методика не призначена для оптимізації трас розгалужених та змішаних радіально-магістральних мереж.

Потрібно відзначити, що вибір оптимальної конфігурації трас розподільчих магістральних мереж енергопостачальних компаній можна виконувати за максимальним дисконтованим чистим прибутком від транспортування та реалізації електричної енергії споживачам [6]. Під час порівняння варіантів схем електричних мереж потрібно враховувати надійність електропостачання. Найбільш надійними є радіальні схеми розподільчих електричних мереж, проте їх вартість може значно перевищувати вартість магістральних мереж. Під час остаточного вибору оптимальної траси магістральної лінії потрібно також враховувати місцеві обмеження, обумовлені необхідністю обходу розміщених вздовж траси населених пунктів, водойм, лісових масивів тощо.

### **Висновки**

Одержані уточнені розрахункові формули та запропоновано алгоритм вибору оптимальної конфігурації траси магістральної електричної мережі за мінімумом дисконтованих витрат, які включають капітальні вкладення на спорудження мережі, експлуатаційні витрати та вартість відшкодування втрат електроенергії.

Координати вузлових точок магістральної мережі зміщені в напрямку центра живлення і залежать від геометричного розташування знижувальних трансформаторних підстанцій і центра живлення, потужності та характеру навантаження споживачів, капітальних вкладень на спорудження мережі та її експлуатацію й вартості втрат електроенергії.

Запропоновану методику можна застосовувати під час проектування електричних мереж нафтопромислових районів, розподільних

мереж енергопостачальних компаній, промислових підприємств та інших споживачів.

### **Література**

1 Соломчак О. В. Електропостачання підприємств нафтової і газової промисловості [Текст] / О. В. Соломчак. – Івано-Франківськ : Факел, 2008. – 433 с.

2 Романюк Ю. Ф. Выбор оптимальной конфигурации магистральных распределительных электрических сетей нефтепромысловых районов [Текст] / Ю. Ф. Романюк, С. С. Шнерх, Я. Н. Николайчук, М. С. Бабчук // Нефтепромысловое строительство. – 1977. – №12. – С. 19-21.

3 Пелисье Рене. Энергетические системы. / Пер. с франц. под ред В. А. Веникова. – М : Высшая школа, 1982. – 568 с.

4 Electric Distribution Network Multi-objective Desing Using a Problem – Specific Genettis Algorithm / Eduardo G. Garrano, Luiz A. E. Soares, Ricardo H. C. Takahashi, Rodney R. Saldanha and Oriane M. Neto. <https://www.researchgate.net/publication/3275401>.

5 Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні: навчальний посібник [Текст] / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. - Вінниця : ВДГУ, 2002. – 116 с.

6 ГКД - 340000002-97 Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997. – 103 с.

7 Рокотян С. С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем [Текст] / С. С. Рокотян, И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*14.02.17*

*Рекомендована до друку  
професором **Костишиним В.С.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Малиновським А.А.**  
(Національний університет  
«Львівська політехніка», м. Львів)*