

УДК 621.316.11.001

Моделювання усталених і експлуатаційних режимів розподільних електричних мереж напругою 10–110 кВ

Скрипник А. М., к.т.н., доцент кафедри електропостачання ім. проф. В. М. Синькова, Національний університет біоресурсів і природокористування України

Голуб Б. Л., к.т.н., доцент, завідувач кафедри комп'ютерних наук, Національний університет біоресурсів і природокористування України

Кожан Д. П., інженер, Національний університет біоресурсів і природокористування України, e-mail: KOZHAN14@I.UA, тел.: +380971520634

Анотація

Мета. Пропозиції щодо моделювання усталених режимів електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ з урахуванням економічного розмикання неоднорідних контурів і розробки математичної моделі пошуку економічно доцільних місць розташування й обґрунтованих величин потужності джерел розподіленої генерації (ДРГ) в розподільних електричних мережах напругою 10 кВ в умовах їх експлуатації.

Методи. У роботі використані класичний метод Ньютона, метод питомих транспортних витрат, градієнтний метод, який реалізує вузлові питомі транспортні витрати, та модифікований метод Ньютона.

Результати. Розглядаються розроблені комплекси програмного забезпечення, які, крім моделювання усталених і експлуатаційних режимів розподільних електричних мереж, включають оптимізацію неоднорідних контурів мереж напругою 35 кВ та слабозамкнутих напругою 110 кВ, а також вибір економічно доцільних місць розташування та обґрунтованих величин потужностей ДРГ (відновлювальних джерел енергії) у мережах напругою 10 (6) кВ.

Висновки

1) Вперше запропоновано використання методу питомих транспортних витрат (ПТВ), який надає можливість розробки простих і достатньо ефективних моделей для визначення економічно

доцільних місць розташування ДРГ у розподільних електричних мережах, що живляться від системного електропостачання.

2) Для визначення економічно обґрунтованих потужностей ДРГ із розташуванням їх в економічно доцільних місцях пропонується використовувати розроблену модифікацію методу Ньютона з визначенням поправок до невідомих на кожному кроці ітераційного процесу вирішенням системи лінеаризованих рівнянь методом найменших квадратів.

3) Модифікований метод Ньютона, який полягає в доповненні матриці частинних похідних

похідними $\frac{\partial \varepsilon_i^p}{\partial P_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^p}{\partial Q_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^o}{\partial P_i}$ та $\frac{\partial \varepsilon_i^o}{\partial Q_i}$, надає можливість використовувати вузлові характеристики P_i , Q_i , θ_i і U_i в різних комбінаціях відомих і пошукових вузлових величин.

4) Модельні експерименти показали, що під час визначення потужностей ДРГ у розподільних мережах 10 кВ найбільш доцільною є рівність напруги величиною 10,5 кВ у місцях приєднання виробників електроенергії, включаючи місце системного живлення.

Ключові слова: моделювання, усталений режим, матриця коефіцієнтів, питомі транспортні витрати, розподільна електрична мережа, джерело розподіленої генерації, градієнтний метод, база даних, прикладне програмне забезпечення.

UDC 621.316.11.001

Simulation of the established and operating modes of distribution electric networks with voltage 10–110 kV

Skrypnyck A. M., candidate of technical sciences, associate professor Department of Power Supply them. prof. V. M. Synkova, National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine

Golub B. L., candidate of technical sciences, associate professor, head of the Department of computer science, National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine

Kozhan D. P., engineer, National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine,
e-mail: KOZHAN14@I.UA, tel.: +380971520634

Annotation

Purpose. Proposals for the simulation of the established modes of electric networks with voltage of 35–110 (150) kV taking into account the economic opening of non-uniform contours and developing a mathematical model for finding economically expedient placements and justified values of power of sources of distributed generation (SDG) in distribution electric networks of voltage 10 kV under conditions of their exploitation.

Methods. The paper uses the classical Newton method, method of specific transport costs, gradient method, which implements unit specific transport costs, and modified Newton method.

Results. Considered developed complexes software, which, in addition to simulating the established and operational modes of distributed electrical networks, include optimization of non-uniform contours of the networks with voltage of 35 kV and a weakly closed voltage of 110 kV, as well as the choice of economically expedient locations and justified values of power SDG (renewable energy sources) in networks of voltage 10 (6) kV.

Conclusions

1) For the first time suggested using the method of specific transport costs (STC), which provides the

possibility of developing simple and effective models to determine economically sound locations SDG in distribution electric networks, which are powered by the systemic electric supply.

2) To determine the economically feasible capacity SDG with their location in economically sound areas it is proposed to use a modified Newton method with the definition of amendments to unknown at each step of the iterative process solution of the system of linearized equations using the least squares method.

3) A modified Newton method, which is the addition of the matrix of partial derivatives the

derivatives $\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i}$ and $\frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i}$, provides the ability to use nodal characteristics P_i , Q_i , θ_i and U_i in various combinations search and known nodal values.

4) Model experiments have shown, when determining capacity SDG in distribution networks 10 kV the most appropriate is the equality of voltage of 10.5 kV in the places where electricity producers join, including the place of system power supply.

Keywords: simulation, steady regime, coefficient matrix, specific transport costs, distribution electrical network, the source of distributed generation, gradient method, database, application software.

УДК 621.316.11.001

Моделирование установившихся и эксплуатационных режимов распределительных электрических сетей напряжением 10–110 кВ

Скрипник А. Н., к.т.н., доцент кафедры электроснабжения им. проф. В. М. Синькова, Национальный университет биоресурсов и природопользования Украины

Голуб Б. Л., к.т.н., доцент, заведующий кафедры компьютерных наук, Национальный университет биоресурсов и природопользования Украины

Кожан Д. П., инженер, Национальный университет биоресурсов и природопользования Украины,

e-mail: KOZHAN14@I.UA, тел.: +380971520634

Аннотация

Цель. Предложения относительно моделирования установившихся режимов электрических сетей напряжением 35–110 (150) кВ с учетом экономического размыкания неоднородных контуров и разработки математической модели поиска экономически целесообразных мест расположения и обоснованных величин мощности источников распределенной генерации (ИРГ) в

распределительных электрических сетях напряжением 10 кВ в условиях их эксплуатации.

Методы. В работе использованы классический метод Ньютона, метод удельных транспортных расходов, градиентный метод, реализующий узловое удельные транспортные расходы, и модифицированный метод Ньютона.

Результаты. Рассматриваются разработанные комплексы программного обеспечения, которые, кроме моделирования установившихся и

эксплуатационных режимов распределительных электрических сетей, включают оптимизацию неоднородных контуров сетей напряжением 35 кВ и слабозамкнутых напряжением 110 кВ, а также выбор экономически целесообразных мест расположения и обоснованных величин мощностей ИРГ (возобновляемых источников энергии) в сетях напряжением 10 (6) кВ.

Выводы

1. Впервые предложено использование метода удельных транспортных расходов (УТР), который предоставляет возможность разработки простых и достаточно эффективных моделей для определения экономически целесообразных мест расположения ИРГ в распределительных электрических сетях, питающихся от системного электроснабжения.

2. Для определения экономически обоснованных мощностей ИРГ с расположением их в экономически целесообразных местах предлагается использовать разработанную модификацию метода Ньютона с определением поправок к неизвестным на каждом шаге итерационного процесса решением системы линеаризованных уравнений методом наименьших квадратов.

3. Модифицированный метод Ньютона, который заключается в дополнении матрицы

частных производных производными $\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i}$, $\frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i}$ и $\frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i}$, дает возможность использовать узловые характеристики P_i , Q_i , θ_i и U_i в разных комбинациях известных и поисковых узловых величин.

4. Модельные эксперименты показали, что при определении мощностей ИРГ в распределительных сетях 10 кВ наиболее целесообразным является равенство напряжения величиной 10,5 кВ в местах присоединения производителей электроэнергии, включая место системного питания.

Ключевые слова: моделирование, установившийся режим, матрица коэффициентов, удельные транспортные расходы, распределительная электрическая сеть, источник распределенной генерации, градиентный метод, база данных, прикладное программное обеспечение.

Постановка проблемы. Розподільні електричні мережі 10 (6) та 35 кВ за технічними та технологічними умовами експлуатуються розімкненими, а мережі 110 кВ – слабозамкнутими чи розімкнутими. Для управління вказаними мережами виникає необхідність у моделюванні їх усталених

(планування) та експлуатаційних режимів з урахуванням економічного розмикання неоднорідних контурів. Крім того, широке впровадження ДРГ (перетворювачі сонячної та вітрової енергії, ГЕС на малих ріках і т. п.), наприклад в мережах 10 (6) кВ, що живляться від системного електропостачання, вимагає вирішення питань щодо визначення економічно доцільних місць їх розташування та обґрунтованих величин активної та реактивної потужностей з урахуванням розподілу між усіма живлячими мережу об'єктами.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питаннями щодо моделювання усталених й експлуатаційних режимів розподільних електричних мереж і пошуку в них економічно доцільних місць розташування та обґрунтованих величин потужностей ДРГ у різні часи займалися такі вчені, як Jegadeesan M., Nitin Singh, Haesen E., Воропай М. І., Праховник А. В., Кириленко О. В., Козирський В. В., Лежнюк П. Д., Денисюк С. П., Кирик В. В., Попов В. А., Тугай Ю. І., Кулик В. В. та інші.

Мета досліджень. Пропозиції щодо моделювання усталених режимів електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ з урахуванням економічного розмикання неоднорідних контурів і розробки математичної моделі пошуку економічно доцільних місць розташування та обґрунтованих величин потужності ДРГ в розподільних електричних мережах напругою 10 кВ в умовах їх експлуатації.

Методи досліджень. Для вирішення вище вказаних задач кафедрою електропостачання ім. проф. В. М. Синькова в співробітництві з кафедрою комп'ютерних наук НУБіП України в періоді з 2003 до 2006 року та з 2016 до 2017 року розроблено математичне забезпечення та виконана програмна реалізація моделювання усталених й експлуатаційних режимів розподільних електричних мереж напругою 10 (6)–110 (150) кВ у виді двох програмних комплексів:

- моделювання усталених й економічних щодо розмикання неоднорідних контурів режимів розподільних електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ;

- моделювання економічно доцільних місць розташування та обґрунтованих величин потужностей ДРГ з орієнтацією на розподільні

електричні мережі 10 (6) кВ, які живляться від системного електропостачання.

У першому комплексі для моделювання усталених режимів електричних мереж використаний найбільш поширений класичний

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_i^P &= P_i + U_i^2 G_{ii} - \sum U_i U_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ \varepsilon_i^Q &= Q_i - U_i^2 B_{ii} - \sum U_i U_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

де \mathcal{E} – символ нев'язки;

P_i, Q_i – задані значення вузлових потужностей;

i – індекс вузла, який розглядається;

$G_{ii}, B_{ii}, G_{ij}, B_{ij}$ – дійсні та уявні складові елементів матриці вузлової провідності;

j – поточний індекс вузла, який має безпосередній електричний зв'язок з вузлом, що розглядається;

$\theta_i, \theta_j, U_i, U_j$ – кути (фази) та модулі напруги i -го та j -го вузлів.

Водночас ітераційний процес Ньютона має вид:

$$\begin{bmatrix} \theta_i \\ U_i \end{bmatrix}^{(K+1)} = \begin{bmatrix} \theta_i \\ U_i \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \varepsilon_i^P \\ \varepsilon_i^Q \end{bmatrix}^{(K)}, \quad (2)$$

згідно з яким поправки $\delta\theta_i$ і δU_i до невідомих величин визначаються на кожній ітерації розв'язанням системи лінійних рівнянь:

$$\begin{bmatrix} \delta\theta_i \\ \delta U_i \end{bmatrix}^{(K)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \varepsilon_i^P \\ \varepsilon_i^Q \end{bmatrix}^{(K)}. \quad (3)$$

Система лінійних рівнянь (3) як складова (2) розв'язується з використанням алгоритму Краута (LU -факторизація) та врахуванням розрідженості матриці Якобі [2], яка формується за допомогою ланцюгових посилянь на ненульові елементи. Матриця вузлових провідностей має модель адресних посилянь.

Розрахункові схеми електричних мереж формуються з моделей (схем заміщення) ліній електропередавання, трансформаторів, батарей статичних конденсаторів і моделей вузлового споживання.

метод Ньютона [1, 2] з використанням системи вузлових рівнянь усталеного режиму як вузлових небалансів активних і реактивних потужностей:

Під час моделювання режимів економічних щодо розмикання неоднорідних контурів електричних мереж напругою 35–110 (150) кВ (економічне розмикання мережі) використаний метод ПТВ на основі моделі усталеного режиму.

Перетікання активної та реактивної потужностей в умовах експлуатації супроводжується технологічними витратами активної потужності на ділянках мережі $i-j$:

$$\Delta P_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij}, \quad (4)$$

де P_{ij}, Q_{ij}, U_i – відповідно активний і реактивний перетоки початку ділянки $i-j$ та модуль напруги вузла початку ділянки.

Одним із шляхів зниження технологічних витрат активної потужності в електричній мережі є зміна її конфігурації на основі найбільш простих і доступних показників ПТВ. Це частинні похідні від витрат активної потужності за активною потужністю, яка передається від джерел генерації до конкретного споживача. Для кожної ділянки $i-j$ електричної мережі ПТВ визначаються відповідно до (4) як:

$$\lambda'_{ij} = \frac{\partial \Delta P_{ij}}{\partial P_{ij}} = \frac{2P_{ij}}{U_i^2} R_{ij}. \quad (5)$$

Розрахунок ПТВ за схемою складної (розгалуженої) електричної мережі виконується згідно з шляхами електропостачання від вузлів генерації до кінцевих вузлів розімкнутої мережі та до місць розподілу потоків у замкнутій мережі.

Однією з вимог зниження (мінімізації) технологічних витрат активної потужності в електричній мережі є необхідність, щоб у

вузлах сходження шляхів розрахунку величини λ'_{sf} , отримані різними шляхами, співпадали (були максимально наближеними).

За таких умов зниження технологічних витрат можливе через розмикання замкнутої електричної мережі в економічно вибраних місцях з метою виключення неоднорідних контурів (оптимізація розмикання неоднорідних контурів).

Необхідно зазначити, що виконання оптимізаційних розрахунків щодо розмикання неоднорідних контурів електричної мережі базується на результатах моделювання її усталеного режиму.

У другому комплексі для вирішення питання щодо визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ у розподільних мережах й обґрунтованих величин їх активної та

реактивної потужностей з урахуванням розподілу між живлячими мережу об'єктами на відміну від [3, 4] пропонується підхід у два етапи:

1) визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ;

2) визначення обґрунтованих величин активних і реактивних потужностей ДРГ у місцях економічного їх розташування.

Для визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ у розподільних електричних мережах, які живляться від системного електропостачання, в [5] використано градієнтний метод, який реалізує вузлові ПТВ. Математична модель указанного методу на основі лінеаризованої системи рівнянь має вид:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix}^T \times \begin{bmatrix} \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \\ \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \pi}{\partial \theta_i} \\ \frac{\partial \pi}{\partial U_i} \end{bmatrix}, \quad (6)$$

де []^T – транспонована матриця частинних похідних (матриця Якобі), елементами якої є частинні похідні від небалансів активних і реактивних потужностей у вузлах схеми електричної мережі (1) по відповідних пошукових вузлових характеристиках P_i , Q_i , θ_i і U_i ;

π – сумарні втрати активної потужності в елементах схеми електричної мережі:

$$\pi = \sum_{k=1}^m [U_i^2 + U_j^2 - 2U_i U_j \cos(\theta_i - \theta_j)] G_{ij}, \quad (7)$$

m – кількість ділянок мережі, в якій пропонується встановлення ДРГ;

$\frac{\partial \pi}{\partial P_i}$ – витрати активної потужності на

транспорт одиниці активної потужності до i -го вузла схеми;

$\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$ – витрати активної потужності на

транспорт одиниці реактивної потужності до i -го вузла схеми;

$\frac{\partial \pi}{\partial \theta_i}$ – похідна від сумарних втрат активної

потужності в елементах мережі по куту напруги i -го вузла схеми:

$$\frac{\partial \pi}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^n [2U_i U_j \sin(\theta_i - \theta_j)] G_{ij}, \quad (8)$$

$\frac{\partial \pi}{\partial U_i}$ – похідна від сумарних втрат активної

потужності в елементах мережі по модулю напруги i -го вузла схеми:

$$\frac{\partial \pi}{\partial U_i} = \sum_{j=1}^n [2U_i - 2U_j \cos(\theta_i - \theta_j)] G_{ij},$$

n – кількість ділянок мережі, що примикають до i -го вузла схеми.

Питомі транспортні витрати $\frac{\partial \pi}{\partial P_i}$ і $\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$

визначаються для всіх вузлів схеми електричної мережі на основі результатів розрахунків режимів її максимального або перспективного вузлового навантажень.

Максимальні значення вузлових ПТВ

$\frac{\partial \pi}{\partial P_i}$ і $\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$ вказують на найбільш економічні

місця встановлення джерел відповідно активної та реактивної потужностей.

У розімкнутих мережах напругою 10 і 35 кВ, які мають декілька відгалужень від вузла системного живлення, максимальні значення вузлових ПТВ, а відповідно й найбільш економічні місця встановлення джерел потужності, визначаються окремо за кожним відгалуженням.

Для визначення економічно обґрунтованих потужностей джерел активної та

реактивної генерації пропонується використання модифікованого методу Ньютона [6], матриця частинних похідних якого на відміну від класичного методу Ньютона включає

$$\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i}, \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i}, \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i}, \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i}$$

частинні похідні. Тому ітераційний процес модифікованого методу виглядає як

$$\begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \\ \theta_i \\ U_i \end{bmatrix}^{(K+1)} = \begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \\ \theta_i \\ U_i \end{bmatrix}^{(K)} - \begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \varepsilon_i^P \\ \varepsilon_i^Q \end{bmatrix}^{(K)}. \quad (10)$$

Водночас поправки δP_i , δQ_i , $\delta \theta_i$ і δU_i до невідомих величин в (10) визначаються на кожній ітерації розв'язанням системи лінійних рівнянь

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial U_i} \\ \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial U_i} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \delta P_i \\ \delta Q_i \\ \delta \theta_i \\ \delta U_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_i^P \\ \varepsilon_i^Q \end{bmatrix}. \quad (11)$$

Система лінійних рівнянь (11) розв'язується методом найменших квадратів і розглядається як визначена (кількість відомих дорівнює кількості невідомих) з різними комбінаціями відомих і пошукових величин. Виходячи з того, що в електричних системах існує тісний зв'язок між активними потужностями та кутами напруги, реактивними потужностями та модулями напруги, аналіз функції (7) показує, що для всіх генеруючих об'єктів (включаючи джерело системного живлення), розосереджених в електричній мережі, рівність їх кутів напруги та (або) рівність модулів напруги призводять до збільшення кутів і (або) модулів напруги як у суміжних вузлах, так і у вузлах споживання між генеруючими об'єктами. За такої умови відбувається перерозподіл потужностями між усіма генеруючими об'єктами зі зменшення значення функції (7).

Оскільки різні види ДРГ (вітрові, сонячні, гідро на малих ріках і т. п. перетворювачі енергії) можуть видавати в електричну мережу активну та реактивну або тільки активну потужності, модифікований

метод Ньютона в порівнянні з класичним надає можливість під час визначення потужностей ДРГ використовувати вузлові моделі електричної мережі залежно від виду впроваджуваних джерел:

1) для джерел, що видають в електричну мережу активну та реактивну потужності

$$P - var, Q - var, \\ U - const, \theta - const;$$

2) для джерел, що видають в електричну мережу тільки активну потужність

$$P - var, U - var, \\ Q - const, \theta - const.$$

За такої умови всі пошукові активні та реактивні потужності визначаються безпосередньо без додаткового їх розрахунку після закінчення ітераційного процесу.

Моделльні експерименти щодо вище вказаного підходу в два етапи виконані на прикладі фрагменту схеми електричної мережі напругою 10 кВ (рис. 1) з параметрами ділянок і величинами вузлового навантаження (згідно відгалужень I, II і III), приведеними в таблицях 1 і 2, відповідно.

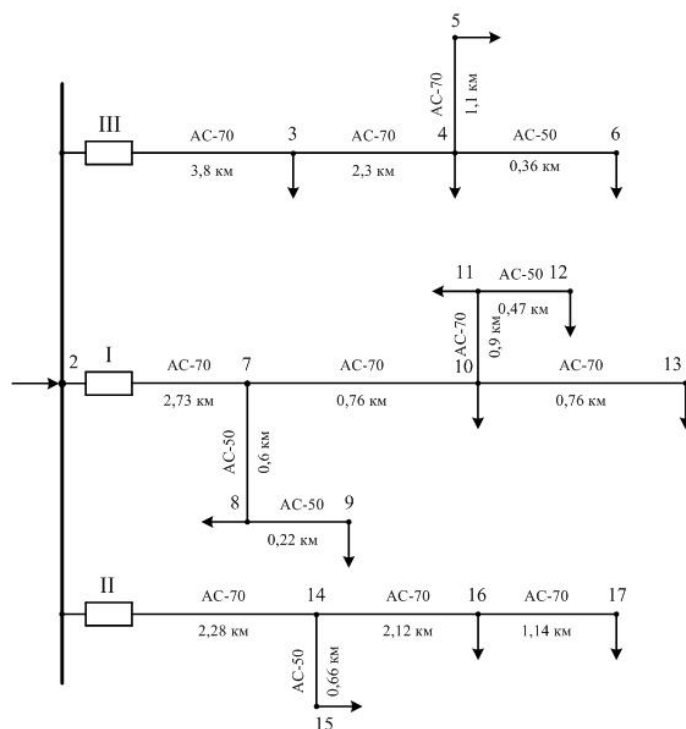


Рис. 1. Фрагмент схеми електричної мережі напругою 10 кВ
 Fig. 1. A fragment of the circuit of an electric network with voltage of 10 kV

Таблиця 1. Параметри ділянок мережі
 Table 1. Parameters sections of network

Ділянка мережі	Номинальна напруга, кВ	Марка проводу	L, км	г ₀ , Ом/км	х ₀ , Ом/км	b ₀ , мкСм/км м	R, Ом	X, Ом	K, в.о.
2-3	10	АС-70	3,8	0,428	0,4	-	1,63	1,52	-
3-4	10	АС-70	2,3	0,428	0,4	-	0,98	0,92	-
4-5	10	АС-70	1,1	0,428	0,4	-	0,47	0,44	-
4-6	10	АС-50	0,36	0,63	0,4	-	0,23	0,14	-
2-7	10	АС-70	2,73	0,428	0,4	-	1,17	1,09	-
7-8	10	АС-50	0,6	0,63	0,4	-	0,38	0,24	-
8-9	10	АС-50	0,22	0,63	0,4	-	0,14	0,09	-
7-10	10	АС-70	0,76	0,428	0,4	-	0,33	0,3	-
10-11	10	АС-70	0,9	0,428	0,4	-	0,39	0,36	-
11-12	10	АС-50	0,47	0,63	0,4	-	0,3	0,19	-
10-13	10	АС-70	0,76	0,428	0,4	-	0,33	0,3	-
2-14	10	АС-70	2,28	0,428	0,4	-	0,98	0,91	-
14-15	10	АС-50	0,66	0,63	0,4	-	0,42	0,26	-
14-16	10	АС-70	2,12	0,428	0,4	-	0,91	0,85	-
16-17	10	АС-70	1,14	0,428	0,4	-	0,49	0,46	-

Таблиця 2. Вузлові навантаження мережі в максимальному режимі
 Table 2. Network load in maximum mode

№ вузла	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P, кВт	220	194	68	88	490	229	193	305	180	170	235	313	186	308	186
Q, кВар	75	63	32	42	180	82	94	126	85	90	110	142	92	140	92

Результати розрахунку режиму максимального навантаження у виді вузлових напруг приведені в таблиці 3.

Таблиця 3. Розрахункові значення вузлових напруг схеми
Table 3. Calculated values of node voltage circuits

№ вузла	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
U, кВ	10,38	10,33	10,33	10,33	10,21	10,19	10,19	10,17	10,15	10,14	10,16	10,36	10,35	10,30	10,29

Втрати активної потужності в режимі максимального навантаження фрагменту електричної мережі склали: $\Delta P = 69,06$ кВт.

Результати досліджень

1. На основі результатів розрахунку режиму максимального навантаження фрагменту схеми проведений розрахунок вектора вузлових ПТВ (табл. 4.).

Таблиця 4. Результати розрахунку вектора вузлових ПТВ
Table 4. Results of calculating the vector of nodal STC

Номер вузла схеми	Напруга вузла системного електропостачання					
	10,5 кВ					
	Величини похідних					
	Етап I		Етап II		Етап III	
	$\frac{\partial \pi}{\partial P_i}$	$\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$	$\frac{\partial \pi}{\partial P_i}$	$\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$	$\frac{\partial \pi}{\partial P_i}$	$\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$
3	0,00035	0,00328	-0,00120	-0,00259	-0,00826	-0,01490
4	-0,00034	-0,00226	-0,00189	-0,00489	-0,01397	-0,01636
5	-0,00218	-0,00573	-0,00148	-0,00449	-0,00501	0,08274
6	0,00063	-0,00067	-0,00073	0,00027	0,00121	-0,00654
7	0,00045	-0,00512	-0,00018	0,00146	0,01262	0,03449
8	0,00066	-0,00357	-0,00082	0,00906	0,01307	0,02226
9	0,00089	-0,00570	-0,00432	0,00537	0,02713	0,03052
10	0,00657	0,00005	-0,01240	-0,01242	-0,00268	-0,01201
11	0,00563	-0,00638	-0,00850	-0,00154	0,06012	0,04328
12	0,00089	-0,00839	0,00198	0,00525	0,01177	0,01602
13	-0,00040	-0,00002	-0,00581	-0,00975	0,04797	0,04147
14	-0,00604	-0,00505	-0,00912	-0,00302	-0,01847	-0,02425
15	0,00101	-0,00384	-0,00924	-0,00061	-0,07123	-0,10933
16	-0,00055	0,01127	0,00722	0,01088	0,02063	0,16663
17	0,00027	0,01787	0,00261	0,00924	-0,02928	0,17022

Вузлові ПТВ у відгалуженнях схеми визначались за етапами з урахуванням економічно обґрунтованої потужності, розрахованої в попередніх відгалуженнях.

За такої умови максимуму $\frac{\partial \pi}{\partial P_i}$ відповідають вузол 10 відгалуження I, вузол 16 відгалуження II і вузол 6 відгалуження III, що відповідає умовам для розташування в них ДРГ.

2. Використовуючи модифікований метод Ньютона [6], проведені модельні експерименти щодо визначення економічно обґрунтованих величин генерації активної та

реактивної потужностей у вузлах 10, 16 і 6 фрагменту схеми електричної мережі в порядку зменшення в них ПТВ, але найбільших у відповідному відгалуженні схеми. Експериментальні розрахунки показали, що найбільш ефективним є визначення економічної величини активної та реактивної генерації у разі рівності вузлових напруг та їх кутів у місцях розташування джерел живлення, включаючи місце системного електропостачання.

Виходячи з рівності напруг та їх кутів усіх джерел живлення економічно обґрунтовані величини активної та реактивної генерації у вузлах 10, 16 і 6 фрагменту схеми електричної мережі визначалися за напруги,

що дорівнює 10,5 кВ, включаючи вузол системного електропостачання. Водночас величини активних та реактивних потужностей ДРГ склали: для вузла 10 – $P_{10} = 1604,34$ кВт, $Q_{10} = 687,73$ кВар, а втрати активної потужності ΔP в мережі зменшилися з 69,06 кВт до 24,83 кВт; для вузлів 16 і 6 – $P_{16} = 752,18$ кВт і $P_6 = 460,02$ кВт, $Q_{16} = 353,47$ кВар і $Q_6 = 167,99$ кВар зі зменшенням втрати активної потужності ΔP до 12,52 кВт і 6,22 кВт, відповідно. Загальна величина економії склала: 69,06 кВт - 6,22 кВт = 62,84 кВт. Величини реактивних потужностей ДРГ визначалися відповідно до рівності модулів вузлових напруг, а їх коефіцієнти потужностей для вузла 10 складають 0,92, для вузла 16 – 0,9 і для вузла 6 – 0,94, які знаходяться в границях 0,9–0,95, що відповідає технічним характеристикам перетворювачів сонячної та вітрової енергії.

3. Проведені також модельні експерименти щодо визначення економічно обґрунтованих активних потужностей ДРГ у разі

рівності кутів вузлових напруг. За такої умови величина активної генерації ДРГ у вузлі 10 склала: $P_{10} = 860,4$ кВт, у вузлі 17 – $P_{17} = 312,5$ кВт і у вузлі 4 – $P_4 = 290,14$ кВт. Сумарні втрати активної потужності по схемі зменшилися з 69,06 до 27,83 кВт.

Аналіз модельних експериментів показав, що зміна місць розташування ДРГ або збільшення чи зменшення визначеної генерації у вузлах з найбільшими ПТВ призводять до збільшення втрат активної потужності в мережі, що свідчить про економічну доцільність визначених місць розташування та обґрунтованість величин активних та реактивних потужностей ДРГ для заданих умов експлуатації розподільної електричної мережі.

Результати приведених вище модельних експериментів згідно з вибраним для досліджень фрагментом схеми електричної мережі наведені в таблиці 5.

Таблиця 5. Основні результати модельних експериментів щодо визначення місць розташування, величини активних і реактивних потужностей ДРГ та зниження втрат
Table 5. The main results of model experiments in determining the location, the magnitude of the active and reactive capacities of distributed generation sources and the reduction of losses

Порядок впровадження ДРГ	Місця розташування (вузли)	Модуль напруги, кВ	Генерація активної потужності, кВт	Генерація реактивної потужності, кВар	$\cos \varphi$	Зниження втрат ΔP_{Σ} по схемі, кВт
1	10	10,5	1604,34	687,73	0,92	24,83
2	16	10,5	752,18	353,47	0,9	12,52
3	6	10,5	460,02	167,99	0,94	6,22

4. Проведені модельні експерименти з використанням реальної схеми розподільної мережі напругою 10 кВ (фрагмент схеми електричної мережі в районі підстанції «Лісна» 35/10 кВ Городищенського РЕМ Черкаської області), об'ємом 78 вузлів і 77 ділянок з п'ятьма відгалуженнями, що живляться від шин підстанції «Лісна» 35/10 кВ, також підтвердили результати проведених модельних експериментів на основі фрагменту вибраної для досліджень схеми (рис. 1) щодо ефективності підходу в два етапи з вибору економічно доцільних місць розташування та обґрунтованих величин потужності ДРГ в розподільних мережах, що живляться від системного електропостачання.

Для реалізації зазначених розрахунків розроблено програмний комплекс, що організаційно складається з бази даних та прикладних програм.

База даних. Призначення бази даних – збереження моделей окремих елементів електричних мереж (ліній, вузлів, трансформаторів) і деякої допоміжної інформації, необхідної для формування зазначених вище розрахунків. Сформована структура бази даних може бути використана різними фахівцями, що застосовують необхідні саме їм алгоритми розрахунку [7]. Для управління базою даних використовується СУБД MS Access. Як відомо, ця СУБД – файл-серверного типу, що обмежує її використання в багатокористувальницькому середовищі. Але, за необхідності,

база даних може бути реалізована й у середовищі клієнт-серверної СУБД, такої як MS SQL Server. Така незалежність від СУБД досягається дотриманням правил реляційності

моделі бази даних і використанням мови SQL для маніпуляції даними.

На рисунку 2 представлена структура (схема) розробленої бази даних.

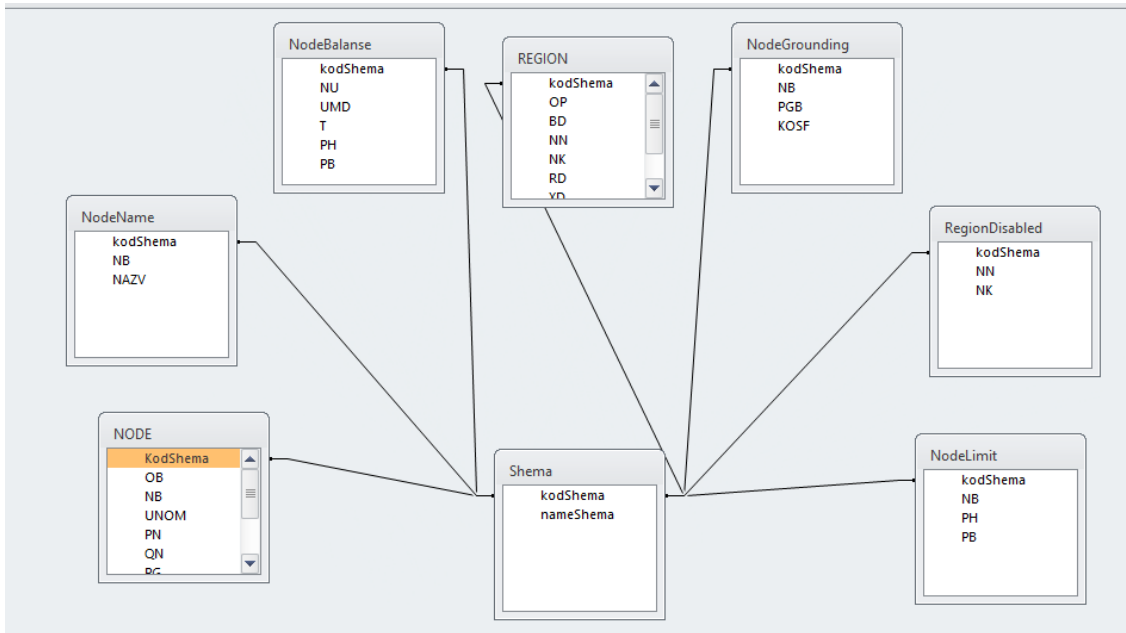


Рис. 2. Структура бази даних
Fig. 2. Database structure

Як видно зі схеми, таблиці бази даних мають прив'язку до певної схеми (поле KodShema). Окрім того, в базі даних зберігаються характеристики електричної мережі з прив'язкою до вузлів (таблиця NODE) і до ділянок (таблиця REGION). Це дозволяє заносити дані для різних електричних мереж і обчислювати необхідні параметри.

Прикладне програмне забезпечення. Програмне забезпечення реалізовано на мові C++ у середовищі C++Builder. На рисунку 3 зображено головне вікно програми. Меню «Схеми» призначено для формування, корегування (видалення) та перегляду моделей електричних схем. Меню «Розрахунки режиму з ДРГ» і «Вектор-градієнт» дозволяють провести відповідні розрахунки з отриманням графічного зображення ітераційного процесу. Меню «Друк результатів» дозволяє у табличному вигляді переглянути результати розрахунків і вивести їх на друк. Результати розрахунків зберігаються в текстових файлах, що знаходяться в папках, назви яких відповідають даті виконання розрахунку. Назви самих файлів

відповідають типам розрахунків режимів електричних мереж.

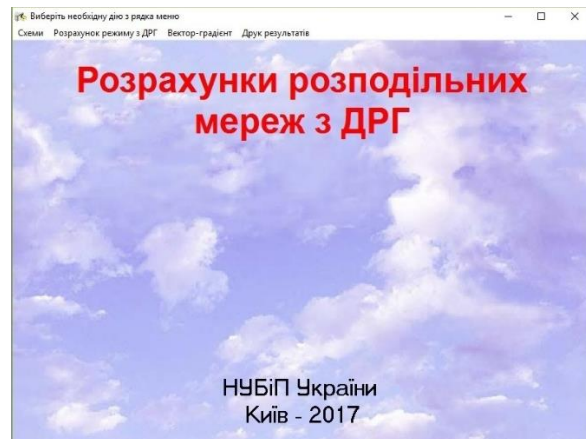


Рис. 3. Головне вікно програми
Fig. 3. The main window of the program

Налагодження програмних компонентів комплексів виконувалось на реальних схемах електричних мереж з досягненням ідентичності результатів, отриманих під час використання промислових програм відповідного профілю.

Висновки

1. Вперше запропоновано використання методу ПТВ, який надає можливість розробки простих і достатньо ефективних моделей для визначення економічно доцільних місць розташування ДРГ у розподільних електричних мережах, що живляться від системного електропостачання.

2. Для визначення економічно обґрунтованих потужностей ДРГ із розташуванням їх в економічно доцільних місцях пропонується використовувати розроблену модифікацію методу Ньютона з визначенням поправок до невідомих на кожному кроці ітераційного процесу вирішення системи лінеаризованих рівнянь методом найменших квадратів.

3. Модифікований метод Ньютона, який полягає в доповненні матриці частинних

$$\frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial P_i}, \frac{\partial \varepsilon_i^P}{\partial Q_i}, \frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial P_i}$$

похідних похідними

$$\frac{\partial \varepsilon_i^Q}{\partial Q_i}$$

, надає можливість використовувати вузлові характеристики P_i , Q_i , θ_i і U_i в різних комбінаціях відомих і пошукових вузлових величин.

4. Модельні експерименти показали, що під час визначення потужностей ДРГ у розподільних мережах 10 кВ, найбільш доцільною є рівність напруги величиною 10,5 кВ у місцях приєднання виробників електроенергії, включаючи місце системного живлення.

Бібліографія

1. Идельчик В. И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / под ред. В. А. Веникова. М.: Энергия, 1977. 192 с.
2. Щербина Ю. В., Скрипник А. Н., Гадер О. М. Моделирование установившихся режимов электрических систем с использованием алгоритма Краута. *Изв. Вузов СССР. Энергетика*. 1988. № 1. С. 10–13.
3. Кирик В. В., Губатюк О. С. Сенсорный метод поиска места встановлення джерела розподіленого генерування. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2015. № 6. С. 136–140.
4. Jegadeesan M., Keerthana V. Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation in Radial Distribution Feeder Using Analytical Approach.

International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. 2014. Vol. 3. P. 358–364.

5. Скрипник А. М., Кожан Д. П. Пропозиції щодо пошуку економічних місць розташування та величин потужності джерел розподіленої генерації в розподільних електричних мережах, які живляться від системного електропостачання. *Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України. Серія «Техніка та енергетика АПК»*. 2017. Вип. 268. С. 125–135.

6. Скрипник А. Н., Кожан Д. П., Ковалева В. В. Модификация метода Ньютона и ее использование при расчетах режимов распределительных электрических сетей напряжением до 110 кВ. *Инновации в сельском хозяйстве*. 2015. Вып. 4 (14). С. 14–20.

7. Голуб Б. Л., Лисенко В. П., Дудник А. О. Методи і засоби створення структури бази даних для підсистеми моніторингу автоматизованих систем керування технологічними процесами. *Енергетика і автоматика*. 2012. № 3 (13). – URL: archive.nbu.gov.ua/e-journals/eia/2012_3/12lv.pdf.

Bibliohrafiia

1. Idelchik V. I. Raschetyi ustanovivshihsysya rezhimov elektricheskikh sistem / pod red. V. A. Venikova. M.: Energiya, 1977. 192 s.
2. Scherbina Yu. V., Skripnik A. N., Gader O. M. Modelirovanie ustanovivshihsysya rezhimov elektricheskikh sistem s ispolzovaniem algoritma Krauta. *Izv. Vuzov SSSR. Energetika*. 1988. № 1. S. 10–13.
3. Kyryk V. V., Hubatiuk O. S. Sensornyi metod poshuku mistsia vstanovlennia dzherela rozpodilenooho heneruvannia. *Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu*. 2015. № 6. S. 136–140.
4. Jegadeesan M., Keerthana V. Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation in Radial Distribution Feeder Using Analytical Approach. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*. 2014. Vol. 3. P. 358–364.
5. Skrypnyk A. M., Kozhan D. P. Propozytsii shchodo poshuku ekonomichnykh mistis roztašuvannia ta velychyn potuzhnosti dzherel rozpodilenoї heneratsii v rozpodilnykh elektrychnykh merezhakh, yaki zhyvliatsia vid systemnoho elektropostachannia. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho universytetu bioresursiv i pryrodokorystuvannia Ukrainy. Seriiia «Tekhnika ta enerhetyka APK»*. 2017. № 268. S. 125–135.
6. Skripnik A. N., Kozhan D. P., Kovalleva V. V. Modifikatsiya metoda Nyutona i eye ispolzovaniye pri raschetakh rezhimov

raspredelitelnykh elektricheskikh setey napryazheniyem do 110 kV. *Innovatsii v selskom khozyaystve*. 2015. № 4 (14). S. 14–20.

7. Holub B. L., Lysenko V. P., Dudnyk A. O. Metody i zasoby stvorennia struktury bazy danykh dlia pidsystemy monitorynhu avtomatyzovanykh system keruvannia tekhnolohichnymy protsesamy. *Enerhetyka i avtomatyka*. 2012. № 3 (13). – URL: archive.nbu.gov.ua/e-journals/eia/2012_3/12lvp.pdf.

Bibliography

1. Idelchik V. I. Settlements established modes of electrical systems. / under the editorship V. A. Venikov. M.: Energy, 1977. 192 p.

2. Shcherbyna Yu. V., Skrypnyk A. N., Gader O. M. Simulation of established modes of electrical systems using an algorithm Kraut. *Energy*. 1988. № 1. P. 10–13.

3. Kyryk V. V., Gubatiuk O. S. Sensory method of searching for the location of the source of distributed generation. *Journal of Vinnytsia Polytechnic Institute*. 2015. № 6. P. 136–140.

4. Jegadeesan M., Keerthana V. Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation in Radial Distribution Feeder Using Analytical Approach. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*. 2014. Vol. 3. P. 358–364.

5. Skrypnyk A. M., Kozhan D. P. Suggestions on search of economic places of location and the magnitudes of power the sources of distributed generation in distribution electric networks, which are powered by the systemic electricity supply. *Scientific visnyk of NUBiP of Ukraine. Series: Technique and Power Engineering of Agroindustrial Complex*. 2017. № 268. P. 125–135.

6. Skrypnyk A. N., Kozhan D. P., Kovalova V. V. Modification of the method of Newton and its use in modes calculation electricity distribution networks with voltage up to 110 kV. *Innovations in agriculture*. 2015. № 4 (14). P. 14–20.

7. Golub B. L., Lysenko V. P., Dudnyk A. O. Methods and means of creating database structure for monitoring subsystem of automated control systems of technological processes. *Power engineering and automatics*. 2012. № 3 (13). – URL: archive.nbu.gov.ua/e-journals/eia/2012_3/12lvp.pdf.