

УДК 621.311.1

В.В.СОПІН, О.П.БІЛА

## ДИСКРЕТНА МОДЕЛЬ БАГАТОКРИТЕРІАЛЬНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ ЗАСОБІВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

### Вступ

Україна відноситься до числа країн з обмеженими власними енергетичними ресурсами. Тому проблема енергетичної безпеки для неї є однією з першочергових. В той же час енергосмієнність внутрішнього валового продукту значно перевищує аналогічні показники цілого ряду розвинутих країн. Звідси бачимо, що найближчими роками слід очікувати проведення ряду негайних дій, які спрямовані на реалізацію комплексу енергозберігальних заходів на всіх рівнях передачі та розподілу електричної енергії.

Одним з доступних та ефективних заходів по енергозбереженню є компенсація реактивної потужності (КРП). Проблема КРП завжди займала і займає важливе місце в загальному комплексі питань підвищення ефективності передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

Огляд літературних джерел показав, що відомі методи оптимізації місць розташування та потужності конденсаторних установок в електричних мережах розглядаються як однокритеріальні чи за сумарними втратами потужності і електричної енергії, або тільки за режимом напруги, або за критерієм витрат. Загальним недоліком розглянутих способів та методів розрахунку є припущення про неперервність шкали потужності конденсаторних батарей. Такий підхід не дозволяє отримувати однозначні рішення та не враховує постійну складову витрат. Подальше округлення отриманих значень потужностей конденсаторів до стандартних значень може призводити до суттєвих відхилень від оптимуму та порушення обмежень. Звідси виходить, що прийнята математична модель повинна відповідати досліджуваному об'єкту, процесу, а метод вирішення повинен бути адекватним прийнятій моделі.

### Постановка задачі

В статті пропонується проводити розрахунки щодо оптимального вибору потужності та місць розташування комплектних конденсаторних батарей в електричних розподільних мережах на основі методів дискретного багатокритеріального програмування за мінімумом витрат з урахуванням режиму напруги, оперуючи стандартними потужностями батарей конденсаторів та їх конкретними вартостями. Такий підхід гарантує адекватність процесів в системах електропостачання, обраній моделі аналізу та методам розрахунку, що у сукупності відповідає вимогам ринкових відносин.

Пропонується брати до уваги нові альтернативні варіанти оплати за перетоки реактивної енергії, котрі відповідають вимогам ринкової економіки та створюють умови для зрозумілих, науково обґрунтованих відносин енергопостачальних організацій та споживачів. В статті, як новий підхід, рекомендується для підвищення якості електричної енергії розглядати, окрім використання конденсаторних батарей, також інші альтернативні технічні засоби та заходи. Рішення приймається на основі порівнювання витрат по кожному із варіантів.

Можна рекомендувати наступний порядок розрахунків КРП в розподільних електричних мережах :

- повне використання організаційних заходів по зменшенню втрат потужності та електричної енергії, а також підвищення софю;
- повне використання організаційних заходів по покращенню режиму напруги;
- вибір економічних рішень по КРП на основі двоетапного методу дискретного програмування;
- перевірка відповідності норм ГОСТ13109-97;
- вибір альтернативного варіанта покращення показників якості електроенергії, коли в цьому є необхідність;
- вибір варіанта оплати за перетоки реактивної потужності в мережах споживача;
- остаточне прийняття рішень задачі КРП та складання договору з енергопостачальною компанією.

#### Алгоритм розв'язання задачі КРП по 1 етапу

1. На першому кроці у кожному пункті мережі на шинах 0,4 кВ трансформатора у ТП встановлюється комплектна БК максимальної потужності, яка обмежується умовою перекомпенсації. Це обумовлено тим, що ми швидше прийдемо до економічно обгрунтованого кроку та вже на першому кроці побачимо, чи виконується режим напруги.

2. По черзі у кожному пункті мережі на шинах 0,4 кВ трансформатора у ТП зменшуємо потужність БК на мінімальну стандартного обраного ряду БК.

3. Для кожного випадку зменшення величини БК у визначеному пункті мережі визначається величина витрат на наступному кроці оптимізації.

4. Розраховується приріст цільової функції на кожному кроці оптимізації, тобто визначається ефективність даного кроку за величиною приросту наведених витрат:

$$Z' = Z_{\alpha+1} - Z_{\alpha} < 0, \quad (1)$$

де  $\alpha$  – номер кроку оптимізації.

Оптимізаційним пунктом обирається той пункт, який забезпечує найбільшу величину приросту витрат, тобто призводить до найбільшого їх зниження.

5. Ознакою досягнення оптимуму є зміна знаку  $Z' = Z_{\alpha+1} - Z_{\alpha} > 0$ , що свідчить – екстремум функції витрат досягнутий.

6. Виконується перевірка режиму напруги на затискачах найближчих та найвіддаленіших електроприймачів. Якщо відхилення напруги в цих точках виявляються у нормі, то кінець розрахунку. Якщо норми ГОСТ 13109-97 не задоволені, то перехід до другого етапу розрахунку.

#### Алгоритм розв'язання задачі КРП по 2 етапу

На другому етапі розглядаємо 2 варіанти та обираємо економічно доцільніший.

##### Варіант 1

1. По черзі у кожному пункті мережі встановлюється комплектна БК мінімальної потужності або чергової потужності, якщо у даній точці батарея вже стояла. Для наступного кроку оптимізації ( $\alpha+1$ ) визначається значення витрат  $Z_{\alpha+1}$  та величина  $|\delta U_{\text{ср.ш}}|_{\alpha+1}$ .

2. За отриманими значеннями  $Z_{\alpha+1}$  та  $\delta U_{\text{ср.ш}}$  формується новий комплексний критерій оптимізації  $Z'$ , який дозволяє здійснити оптимізацію як за критерієм витрат, так і за режимом напруги, тобто вирішувати багатокритеріальну задачу:

$$Z' = \frac{Z_{\alpha+1} - Z_{\alpha}}{|\delta U_{\text{ср.ш}}|_{\alpha} - |\delta U_{\text{ср.ш}}|_{\alpha+1}} = \frac{\delta Z}{\delta |\delta U_{\text{ср.ш}}|} = \min. \quad (2)$$

Величина приросту витрат -  $Z'$  визначається для всіх розглянутих пунктів мережі.

3. Оптимізаційним пунктом встановлення БК обирають той, для якого  $Z'$  буде найменшим. В цьому пункті встановлення БК виявляється найбільш ефективним з урахуванням двох критеріїв ( $Z'$  та  $\delta U_{\text{ср.ш}}$ ).

4. Проводиться розрахунок режиму напруги з урахуванням встановлення БК в оптимізаційному пункті та перевіряється умова

$$|\delta U_{\text{ср.ш}}| = 0. \quad (3)$$

Якщо ні, то переходимо до пункту 1 алгоритму і розрахунок повторюється у відповідності з даним алгоритмом. Якщо умова  $|\delta U_{\text{ср.лі}}| = 0$  справедлива, то кінець розрахунку. У випадку, якщо умова не виконується (тому що подальше збільшення потужності БК призводить до перекомпенсації), то застосовуємо додаткові заходи щодо покращення режиму напруги. До них можна віднести наступні:

- заміна трансформаторів на більшу потужність (тим самим зменшуються втрати напруги у трансформаторі);
- збільшення перерізу лінії або деяких її ділянок (призводить до зменшення втрат напруги на ділянках лінії за рахунок зменшення  $R_0$  лінії);
- використання ВДТ (або ФВДТ).

Після чого знаходимо сумарні витрати на встановлення БК та додаткові витрати.

#### Варіант 2

Після визначення економічно доцільного встановлення потужностей БК (1 етап), якщо умова  $|\delta U_{\text{ср.лі}}| = 0$  не виконується, то додатково розглядаємо два альтернативні випадки:

- заміна трансформаторів на більшу потужність (тим самим зменшуємо втрати напруги у трансформаторі);
- встановлюємо ВДТ.

Даний метод є швидкодіючим, має додаткове обмеження по перекомпенсації, що призводить до кращого економічного ефекту. Ще однією з позитивних характеристик модернізованого методу є те, що вже на першому кроці першого етапу можна дізнатися щодо виконання умови режиму напруги. Тобто встановлюючи максимально можливі потужності БК (по обмеженню перекомпенсації), ми одразу бачимо, чи можливо лише тільки за допомогою БК виконати вимоги ГОСТ 13109-97. І вже на цьому етапі розрахунку замислюємося про додаткові заходи щодо покращення режиму напруги у випадку невиконання умови  $|\delta U_{\text{ср.лі}}| = 0$ .

#### Приклад

Для розподільної мережі, наведеної на рис. 1, розрахувати оптимальне використання БК та інших альтернативних засобів КРП.

Вихідні дані:

$$E'_n = E''_n = 0, \Delta U_n = 7,5\%, \beta = 0,25, x_0 = 0,4 \text{ Ом}.$$

Дані трансформатора:  $\Delta P_{\text{кз}} = 2,875 \text{ кВт}$ ,  $\Delta P_{\text{хх}} = 0,5 \text{ кВт}$ ,  $U_{\text{кз}} = 4,6\%$ .

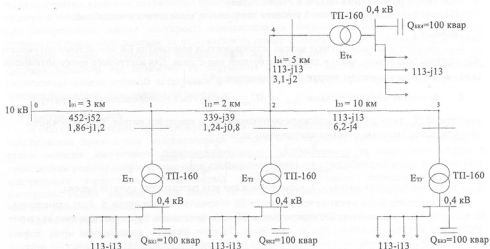


Рис. 1. Розрахункова схема мережі

## Розв'язання

1) На першому кроці розраховуємо втрати активної потужності, втрати та відхилення напруги в лінії з використанням БК максимальної потужності, яка обмежується умовою перекомпенсації. У розглянутому варіанті  $Q_{БК i} = 100$  кВАр.

Втрати активної потужності в лінії та трансформаторах розраховуємо за формулами:

$$\Delta P_s = \frac{S^2}{U_n^2} \cdot R_s \cdot 10^{-3} \text{ та } \Delta P_T = \Delta P_{ex} \cdot \left( \frac{S}{S_{HT}} \right)^2 + \Delta P_{in}$$

$$\Delta P_{01} = \frac{454,9^2}{10^2} \cdot 1,86 \cdot 10^{-3} = 3,85 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{12} = \frac{341,23^2}{10^2} \cdot 1,24 \cdot 10^{-3} = 1,44 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{23} = \frac{113,7^2}{10^2} \cdot 6,2 \cdot 10^{-3} = 0,8 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{24} = \frac{113,7^2}{10^2} \cdot 3,1 \cdot 10^{-3} = 0,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_{T2} = \Delta P_{T3} = \Delta P_{T4} = 2,875 \cdot \left( \frac{\sqrt{113^2 + (113 - 100)^2}}{160} \right)^2 + 0,5 = 1,54 \text{ кВт}.$$

Знаходимо сумарні втрати активної потужності в мережі:

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i = 3,85 + 1,44 + 0,8 + 0,4 + 4 \cdot 1,54 = 12,65 \text{ кВт}.$$

Витрати на електропостачання знаходимо за формулою:

$$3 = (E_H + P) \cdot \sum_1^m K_{(P)}^H + \frac{C_0}{10^3 \cdot U_H^2} \cdot \tau \cdot \Sigma \Delta P + C_0 \cdot \tau \cdot \text{tg} \delta \cdot \sum_1^m Q_{K(P)}^H,$$

де  $E_H = 0,12$  – нормативний коефіцієнт ефективності (величина обернена строку окупності);  
 $P = 0,05$  – відрахування на амортизацію та ремонт (величина обернена строку експлуатації);  
 $C_0 = 0,605$  грн/кВт·год – вартість електроенергії з врахуванням на проектний період;

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_H}{10^4} \right) \cdot 8760 = 3411 \text{ - час максимальних втрат потужності, год};$$

$\text{tg} \delta = 0,0045$  кВт – втрати потужності в БК.

$$3 = (0,12 + 0,05) \cdot 49600 + 0,605 \cdot 3411 \cdot 12,65 + 0,605 \cdot 3411 \cdot 0,0045 \cdot 400 = 41676,36 \text{ грн}.$$

Режим напруги оцінюється у цілому для всіх ділянок мережі, де напруга не відповідає нормам, за величиною середньозважених відхилень.

В систему рівнянь підставляємо стандартні значення БК для знаходження відхилення напруги на кожній ділянці. На першому кроці значення  $Q_{БК i} = 100$  кВАр.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{ТП1: } 0 + 5 - 1,38 - 4,5 - 7,5 + \frac{100 \cdot (31,7 + 1,2)}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} = -4,73\% \\ \text{ТП2: } 0 + 5 - (1,38 + 0,69) - 4,5 - 7,5 + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot (1,2 + 0,8 + 31,7)}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} = -5,34\% \\ \text{ТП3: } 0 + 5 - (1,38 + 0,69 + 1,15) - 4,5 - 7,5 + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot (1,2 + 0,8 + 4 + 31,7)}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} = -6,09\% \\ \text{ТП4: } 0 + 5 - (1,38 + 0,69 + 0,57) - 4,5 - 7,5 + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot 1,2}{10 \cdot 10^2} + \frac{100 \cdot (1,2 + 0,8 + 2 + 31,7)}{10 \cdot 10^2} = -5,71\% \end{array} \right.$$

Знаходимо середньозважене відхилення за формулою:

$$\delta U_{ср.м.} = \frac{\sum_1^K \delta U_s^{ном} \cdot S_s}{\sum_1^K S_s}, \% \quad (4)$$

де  $\delta U_s^{ном}$  – відхилення напруги у найбільш віддаленого споживача в мережі  $s$ -го ТП, в мережі якого відхилення напруги не відповідає нормам  $\delta U_s^{ном} < \delta U_0^H = -5\%$ ;

$S_i$  - навантаження  $i$ -го ТП, де мають місце порушення норм ГОСТ13109-97;

$k$  - загальна кількість ТП, в мережі якого спостерігається низький рівень напруг.

$$\delta U_{\text{ср.зн.}} = \frac{-4,73 \cdot 113,75 - 5,34 \cdot 113,5 - 6,09 \cdot 113,75 - 5,71 \cdot 113,75}{113,75 + 113,75 + 113,75 + 113,75} = -5,47\%$$

Отримані дані зводимо до таблиці 2.

2) По черзі у кожному пункті мережі на шинах 0,4 кВ трансформатора у ТП зменшуємо потужність БК на мінімальну стандартного обраного ряду БК.

Дискретна послідовність потужностей та відповідні вартості комплектних БК наведені у таблиці 1.

Переходимо на другий крок, на якому проводимо аналогічні першому кроку розрахунки, але враховуючи зменшення потужності БК на мінімальну стандартного обраного ряду БК у кожній точці по черзі.

Таблиця 1

## Параметри БК

№	$Q_k^n$ , кВАр	$K^n$ , грн.
1	25	5225
2	50	5950
3	100	12400

Хід оптимізації процесу за кроками наведено у таблиці 2.

Таблиця 2

## Хід оптимізації процесу за кроками на першому етапі

№ кроку	№ оптимізаційного пункту	$Q_{K(P)_i}$ , кВАр	$\sum K^H(P)_i$ , грн.	$\Delta P$ , кВт	$Z$ , грн.	$\delta U_{\text{ср.зн.}}$ , %	Етап
1	1-4	4x100	49600	14,31	41676,36	-5,47	1
2	1	375	48375	14,51	41655,23	-5,69	
3	1	350	43150	14,88	41291,77	-5,94	
4	-	325	41925	15,16	41432,50	-6,17	

Як видно з таблиці 2 оптимальний режим за економічним критерієм  $Z = \min$  встановлюється вже на третьому кроці оптимізаційного процесу, що доводить швидкість даного методу. При цьому необхідно встановити у пунктах БК потужністю  $Q_{K(1)} = 50$  кВАр,  $Q_{K(2)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(3)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(4)} = 100$  кВАр. Перевірка режиму напруги показала, що норми ГОСТ 13109-97 не витримуються, так  $\delta U_{\text{ср.зн.}} = -5,94\%$ .

Також вже на першому кроці ми бачимо, що за допомогою тільки БК нам не вдається виконати умови за режимом напруги, тому що  $\delta U_{\text{ср.зн.}} = -5,94\%$ .

Переходимо на другий етап. Розглянемо два варіанти.

## Варіант 1

По черзі у кожному пункті мережі встановлюється комплектна БК чергової стандартної більшої потужності.

Точка 1: встановлення БК  $Q_{K(1)} = 75$  кВАр,  $Q_{K(2)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(3)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(4)} = 100$  кВАр.

Після розрахунку отримуємо значення приросту витрат  $Z_1' = 1484,62$  грн.

Точка 2: встановлення БК  $Q_{K(1)} = 50$  кВАр,  $Q_{K(2)} = 125$  кВАр,  $Q_{K(3)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(4)} = 100$  кВАр.

Після розрахунку отримуємо значення приросту витрат  $Z_2' = 4019,94$  грн.

Точка 3: встановлення БК  $Q_{K(1)} = 50$  кВАр,  $Q_{K(2)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(3)} = 125$  кВАр,  $Q_{K(4)} = 100$  кВАр.

Після розрахунку отримуємо значення приросту витрат  $Z_3' = 3616,67$  грн.

Точка 4: встановлення БК  $Q_{K(1)} = 50$  кВАр,  $Q_{K(2)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(3)} = 100$  кВАр,  $Q_{K(4)} = 125$  кВАр.

Після розрахунку отримуємо значення приросту витрат  $Z_4' = 3808,03$  грн.

Збільшуємо потужність в тій точці, де значення  $Z_i'$  мінімальне. В нашому випадку у точці 1, де  $Z_1' = 1484,62$  грн. При цьому  $\delta U_{\text{ср.зн}} = -5,69$ , тому переходимо до наступного кроку. Він буде завершальним, тому що ми поставили обмеження по перекомпенсації. Отримані значення величин зводимо у таблицю 3.

Оскільки норми ГОСТ 13109-97 не витримуються,  $\delta U_{\text{ср.зн}} = -5,47\%$ , то застосуємо додаткові заходи. При збільшенні потужності трансформатора з 160 кВ·А на 250 кВ·А режим напруги покращується, але не задовольняє умови  $\delta U_{\text{ср.зн}} = 0$ . Визначимо потужність ВДТ за формулою:

$$S_{\text{вдт.н}} = S_{\text{сп}} \cdot \frac{E_{\text{вдт}} \%}{100\%}, \quad (5)$$

$$S_{\text{вдт.н}} = 341,24 \cdot \frac{2\%}{100\%} = 6,82 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

$$\text{де } S_{\text{сп}} = \sqrt{339 + (339 - (100 + 100 + 100))^2} = 341,24 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Таблиця 3

## Хід оптимізації процесу за кроками на другому етапі

№ кроку	№ оптимізаційного пункту	$Q_{K(P)_i}$ , квар	$\sum K^H(P)_i$ , грн.	$\Delta P$ , кВт	$Z$ , грн.	$\delta U_{\text{ср.зн}}$ , %	Етап
5	1	375	48375	14,51	41655,23	-5,69	2
6	1	400	49600	14,31	41676,36	-5,47	

Тому встановлюємо на ділянці 1-2 ВДТ потужністю  $S_{\text{вдт.н}} = 7$  кВ·А.

Знайдемо сумарну вартість витрат на заходи для забезпечення компенсації реактивної потужності та виконання умов по режиму напруги:

- витрати на встановлення БК -  $Z_{\text{БК}} = 41676,36$  грн.;

- витрати на встановлення трансформатора потужністю 250 кВ·А -  $Z_{\text{ТТ-250}} = 23700$  грн

(Таблиця П.5.68 [1]);

- витрати на встановлення ВДТ  $S_{\text{вдт.н}} = 7$  кВ·А -  $Z_{\text{ВДТ}} = 1300$  грн. (Таблиця П.5.69 [1]).

$$\Sigma Z = Z_{\text{БК}} + Z_{\text{ТТ-250}} + Z_{\text{ВДТ}} \quad (6)$$

$$\Sigma Z = 41676,36 + 23700 + 1300 = 66676,36 \text{ грн.}$$

Варіант 2

Після визначення економічно доцільних потужностей БК (перший етап), знаходимо значення потужності ВДТ та місце його розташування. Оскільки режим напруги не виконується в жодній з

розглянутих точок ( $\delta U_1 = -6,38\%$ ,  $\delta U_2 = -5,4\%$ ,  $\delta U_3 = -6,15\%$ ,  $\delta U_4 = -5,77\%$ ), то встановлюємо ВДТ на ділянці 0-1. Тоді потужність ВДТ буде визначатися за формулою (5) як :

$$S_{\text{вдт}} = 454,98 \cdot \frac{2\%}{100\%} = 9,1 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де  $S_{\text{сп}} = \sqrt{452 + (452 - (100 + 100 + 100 + 100))^2} = 454,98 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$

Тобто потрібно на ділянці 0-1 встановити ВДТ з  $S_{\text{вдт}} = 10 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$

Знайдемо сумарну вартість витрат на заходи для забезпечення компенсації реактивної потужності та виконання умов за режимом напруги:

- витрати на встановлення БК -  $Z_{\text{БК}} = 41432,50$  грн.;
- витрати на встановлення трансформатора потужністю 160 кВ·А -  $Z_{\text{ТТ-160}} = 16500$  грн (Таблиця П.5.68 [1]);
- витрати на встановлення ВДТ  $S_{\text{вдт}} = 10 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  -  $Z_{\text{ВДТ}} = 1900$  грн (Таблиця П.5.69 [1]).

$$\Sigma Z = Z_{\text{БК}} + Z_{\text{ТТ-160}} + Z_{\text{ВДТ}} \quad (7)$$

$$\Sigma Z = 41432,98 + 16500 + 1900 = 59832,98 \text{ грн.}$$

Порівнюючи два варіанти другого етапу за витратами, бачимо, що економічнішим буде варіант номер 2, в якому  $\Sigma Z = 59832,98$  грн.

### Висновки

1. Компенсація реактивної потужності є суттєвим засобом, який сприяє ефективному вирішенню енергозбереження та підвищення якості електричної енергії в електричних мережах різних напруг.
2. Більшість відомих методів та підходів компенсації реактивної потужності мають ряд суттєвих недоліків, що не дозволяє отримати достатньо точних, адекватних реальним умовам розв'язків.
3. До основних недоліків існуючих методів оптимізації КРП можна віднести: неврахування дискретної природи сучасних комплектних конденсаторних батарей, розв'язання задач КРП у однокритеріальній постановці без урахування обмежень, використання питомих показників вартості, не враховуються особливості ринкової економіки та ін.
4. Завданням даного дослідження є вибір та модернізація методів оптимізації КРП, вільних від перерахованих вище недоліків.
5. Для мети оптимізації КРП може бути рекомендованим до використання алгоритм двоетапного методу дискретної багаточислової оптимізації при визначенні місць розташування та потужності комплектних конденсаторних батарей за критерієм витрат та режиму напруги в розподільних електричних мережах, розроблений на кафедрі електропостачання НТУУ «КПІ».
6. Запропоновано новий швидкодіючий алгоритм розв'язання задачі оптимізації КРП, починаючи перегляд покрокової оптимізації не з малих стандартних потужностей, а з максимально можливих значень. Крім того, на другому етапі оптимізаційного розрахунку передбачається покращення якості електричної енергії здійснювати не тільки за рахунок збільшення потужності БК, але й інші альтернативні засоби покращення режиму напруги.
7. Пропонований підхід дозволяє отримувати кращі економічно виправдані рішення та забезпечує помітне скорочення часу покрокової оптимізації.
8. Діюча «Методика розрахунків плати за перетікання реактивної енергії» між енергопостачальною організацією та споживачем не вільна від цілого ряду недоліків та не має достатнього наукового обґрунтування [2]. Тому для цієї мети рекомендується використовувати новий підхід, запропонований на кафедрі електропостачання НТУУ «КПІ», який вільний від недоліків діючої методики [4].

### Література

1. Блок В.М. Электрические сети и системы: Учеб. пособие для электроэнергетических специальностей вузов.- М.: Высшая школа, 1986.-430с.
2. Методика обчислення плати за перетікання реактивної енергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики

України №19 від 17.01.2002. – Офіційний вісник України. – 2002. - №48. – С.71-147.

3. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. – Чернигов: ЧГТУ, 2005. – 341 с.
  4. Зорин В.В. Об оплате за перетоки реактивной мощности в условиях рыночных отношений// Технічна електродинаміка. – 2004. - №2. – С.58-62.
- 
- 
- 
-