

## ПАРАМЕТРИЧНА ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА КРИТЕРІЄМ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

**В.В. Кучанський\***, канд. техн. наук, **Д.О. Малахатка\*\***, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,  
e-mail: [kuchanskiyvladislav@gmail.com](mailto:kuchanskiyvladislav@gmail.com)

*Показано, що застосування керованих шунтувальних реакторів дає змогу на базі ліній електропередач надвисокої напруги створювати керовані електропередачі нового покоління типу FACTS, які відповідають необхідним вимогам сучасних енергетичних систем та об'єднань. Проаналізовано типові режими роботи лінії електропередачі надвисокої напруги зі встановленими керованими шунтувальними реакторами. Визначено, що встановлення керованих шунтувальних реакторів знижує втрати активної потужності, тим самим підвищуючи пропускну здатність. Показано ефективність застосування керованих шунтувальних реакторів як заходів поперечної компенсації в лініях електропередачі надвисокої напруги. Доведено, що завдяки плавній зміні споживання надлишкової реактивної потужності лінії електропередачі досягається нормалізація значень напруги та відповідно зниження сумарних втрат потужності. Встановлено можливість і доцільність застосування керованих шунтувальних реакторів для оптимізації режиму магістральної електричної мережі з лініями надвисокої напруги за напругою і реактивною потужністю. Бібл. 9, рис. 3, табл. 3.*

**Ключові слова:** керовані шунтувальні реактори, FACTS, сумарні втрати активної потужності, зарядна потужність.

Однією з основних технічних проблем розвитку сучасних електроенергетичних систем є проблема управління режимами енергосистем та зниження втрат потужності й енергії. Ефективне управління потоками потужності є актуальним завданням експлуатації електроенергетичних систем. На сьогодні на основі сучасної силової електроніки розроблено ефективні пристрої гнучких ліній електропередач FACTS для гнучкого управління режимами енергосистем. Одним із характерних прикладів пристроїв FACTS є керовані шунтувальні реактори (КШР) та статичні синхронні компенсатори (СТАТКОМ), які в енергосистемах виконують широкий спектр завдань [1, 2]. Наведені пристрої виконують завдання перетворення електричної мережі з пасивного елемента передавання електроенергії в активний, що забезпечує управління режимами роботи магістральної електричної мережі.

У роботах [3, 4] на основі принципу найменшої дії розглядаються передумови максимально можливого зниження втрат електроенергії під час її транспортування та розроблений метод розрахунку втрат від транзитних перетоків, що ґрунтується на використанні алгоритмів і програм аналізу ustalених режимів електроенергетичних систем. Також є роботи, у яких представлено алгоритм вибору оптимальних місць установки додаткових компенсуювальних пристроїв із метою зниження втрат потужності в електричних мережах [5], і такі, у яких оптимізація режимів роботи магістральних електричних мереж виконується на основі нейронних мереж [6], генетичних алгоритмів [7] та оптимізація на основі біогеографії [8], а також детермінованих, гібридних та евристичних методів [9].

Як видно з літературного огляду, проблема оптимізації режимів роботи магістральних електричних мереж є достатньо добре дослідженою, але в роботах не розглядається, наприклад, можливість застосування пристроїв FACTS для зменшення втрат активної потужності за використання параметричної оптимізації режимів роботи магістральних електричних мереж за критерієм втрат активної потужності.

**Мета роботи** – обґрунтування ефективності застосування керованих шунтувальних реакторів проти традиційних некерованих засобів компенсації реактивної потужності в лініях електропередачі надвисокої напруги 750 кВ у разі параметричної оптимізації.

З огляду на вищезазначене майже всі країни відмовилися від ШР, що зумовлює необхідність аналізу способу передачі електроенергії по лініях у разі встановлення КШР або

СТАТКОМ. Таким чином, практична можливість використання КШР для ліній електропередачі є перспективним заходом щодо підвищення ефективності магістральних електричних мереж.

Ступінь компенсації зарядної потужності визначається таким виразом:

$$K = -\frac{n}{\omega^2 C_n l L_P}, \quad (1)$$

де  $L_P$  – індуктивність керованого шунтувального реактора;  $n$  – кількість груп керованих шунтувальних реакторів;  $\omega$  – кутова швидкість;  $C_n$  – питома ємність лінії електропередачі надвисокої напруги (ЛЕП НВН), яка розраховується за формулою  $C_n = C_3 + 3C_M$ ,  $C_3$  – ємність між фазою та землею,  $C_M$  – міжфазна ємність;  $l$  – довжина лінії.

Отже, за допомогою КШР змінюється ступінь компенсації зарядної потужності, що наближає потужність до натуральної, за якої передається виключно активна потужність. На рис. 1 наведено залежність ступеня компенсації зарядної потужності від довжини лінії в разі застосування різної кількості груп ШР.

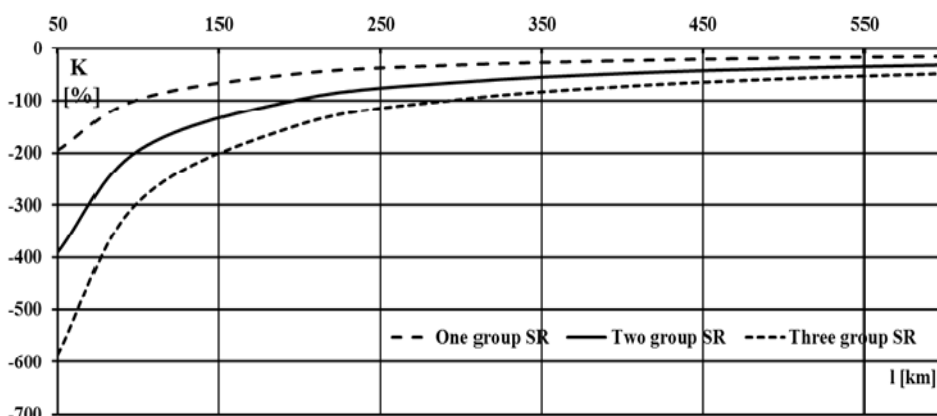


Рис. 1

Реальний ефект зниження втрат активної потужності, викликаний заміною некерованих реакторів на керовані або на СТАТКОМ, виявляється настільки значним, що тільки ця обставина дає змогу отримати дуже малий термін окупності додаткових витрат на встановлення керованих пристроїв компенсації (КПК) реактивної потужності. Нижче ми наводимо цю методику на прикладі лінії електропередачі класу 750 кВ для двох випадків – коли КШР або СТАТКОМ встановлюються на проміжній підстанції (рис. 2).

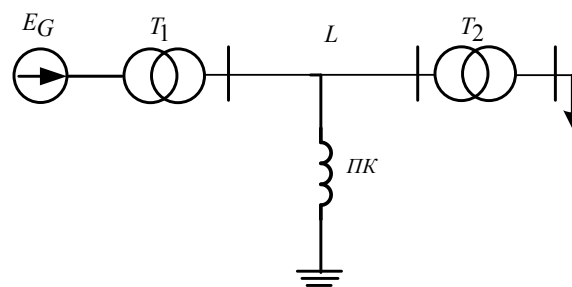


Рис. 2

Для отримання еквівалентних параметрів передачі з урахуванням шунтувальних реакторів (ШР) представимо схему у вигляді трьох послідовно з'єднаних чотиріполюсників. У такому випадку параметри еквівалентного чотиріполюсника визначимо як:

$$\begin{bmatrix} A_{eq} & B_{eq} \\ C_{eq} & D_{eq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \lambda & jz_w \sin \lambda \\ j \frac{\sin \lambda}{z_w} & \cos \lambda \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -jb_{ПК} & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \cos \lambda & jz_w \sin \lambda \\ j \frac{\sin \lambda}{z_w} & \cos \lambda \end{bmatrix}, \quad (2)$$

де  $A_{eq}$ ,  $B_{eq}$ ,  $C_{eq}$ ,  $D_{eq}$  – узагальнені параметри еквівалентного чотиріполюсника;  $\lambda$  – хвильова довжина лінії;  $z_w$  – хвильовий опір ЛЕП НВН,  $b_{ПК}$  – провідність пристрою компенсації (ПК).

Після перетворень отримуємо поздовжні лінійні параметри (включаючи параметри ПК):

$$\dot{V}eq = jz_w \sin 2\lambda + jb_{ПК} \sin^2 \lambda . \quad (3)$$

У відносних одиницях:

$$Veq = \sin 2\lambda + b_{ПК}^* \sin^2 \lambda , \quad (4)$$

де  $b_{ПК}^*$  провідність ПК у відносних одиницях:

$$b_{ПК}^* = 2tg \frac{\lambda}{2} . \quad (5)$$

Вираз для визначення кута  $\delta$  на ділянці:

$$\delta = \frac{\pi b_{ПК}^*}{4} . \quad (6)$$

Вираз для визначення напруги в місці установки ПК

$$U_{ПК}^* = \frac{\sin(\lambda)}{\sin(\delta)} . \quad (7)$$

Вираз для визначення реактивної потужності ПК (через кутові характеристики потужності):

$$Q_{ПК}^* = 2 \frac{U_{ПК}^*}{\sin \lambda} (\cos \delta - U_{ПК}^* \cos \lambda) . \quad (8)$$

Втрати активної потужності на ділянці  $\lambda$  у разі встановлення ШР:

$$\Delta P_{ШР}^* = \frac{(P^{*2} + (Q_{ПК}^* / 2)^2) r_0 l}{U_{ПК}^{*2} n z_w} , \quad (9)$$

де  $n$  – кількість розщеплених проводів фази;  $r_0$  – радіус одного нерозщепленого проводу фази;  $l$  – довжина лінії.

У разі встановлення КШР або СТАТКОМ  $U_{КПК}^* = 1$ ,  $Q_{КПК}^* = 0$  внаслідок того, що по лінії передається натуральна потужність без втрат потужності в реактивних елементах:

$$\Delta P_{КПК}^* = \frac{P^{*2} r_0 l}{U_{КПК}^{*2} n z_w} . \quad (10)$$

Різниця у втратах в іменованих одиницях (на довжину  $2\lambda$ ):

$$\Delta P^* = \Delta P_{ШР}^* - \Delta P_{КПК}^* . \quad (11)$$

Врахуємо втрати активної потужності в ШР з розрахунку 0,5 МВт на 3 фази; втратами в КПК в режимі передачі натуральної потужності знехтуємо.

$$W = \Delta P \tau , \quad (12)$$

де  $\tau$  – час максимальних втрат лінії.

Вартість цих втрат за питомої вартості 50 дол. за МВт год становить:

$$C = W \cdot 50 . \quad (13)$$

Питому вартість ШР прийmemo 10 дол. за 1 кВАр, КШР – 20 дол. за 1 кВАр, СТАТКОМ – 50 дол. за 1 кВАр:

Вартість ШР становить:

$$C_{ШР} = C_{ПВ}^{ШР} \cdot Q_{ПК}^* \cdot 10^3 + C_{ВС}^{ШР} , \quad (14)$$

де  $C_{ПВ}^{ШР}$  – питома вартість за 1 кВАр ШР;  $C_{ВС}^{ШР}$  – вартість встановлення ШР.

Вартість КШР становить

$$C_{КШР} = C_{ПВ}^{КШР} \cdot Q_{КПК}^* \cdot 10^3 + C_{ВС}^{КШР} , \quad (15)$$

де  $C_{ПВ}^{КШР}$  – питома вартість за 1 кВАр КШР;  $C_{ВС}^{КШР}$  – вартість встановлення КШР.

Вартість СТАТКОМ складає

$$C_{СТАТКОМ} = C_{ПВ}^{СТАТКОМ} \cdot Q_{КПК}^* \cdot 10^3 + C_{ВС}^{СТАТКОМ} , \quad (16)$$

де  $C_{ПВ}^{СТАТКОМ}$  – питома вартість за 1 кВАр СТАТКОМ;  $C_{ВС}^{СТАТКОМ}$  – вартість встановлення СТАТКОМ.

Витрати на установку  $C_{КШР}$  (КШР чи СТАТКОМ) замість ШР окупаються тільки внаслідок зниження втрат у лінії та ШР за період:

$$\Delta C = \frac{C_{КШР} - C_{ШР}}{C}. \quad (17)$$

У табл. 1 наведено вартісні показники ПК та результати розрахунку терміну окупності в разі встановлення КШР чи СТАТКОМ.

Таблиця 1

Параметри ПК	Пристрій компенсації реактивної потужності		
	ШР	КШР	СТАТКОМ
Потужність, МВАр	330		±330
Вартість, млн.дол.	3.3	6.6	16.5
Вартість, встановлення, млн.дол.	0.1	0.1	0.15
Термін окупності, роки	1.1	2.2	4.5

Як видно з табл. 1, у разі встановлення КШР тієї ж самої потужності порівняно зі СТАТКОМ досягається менший термін окупності.

Одним із заходів, що забезпечує зниження втрат електроенергії, є оптимізація режимів роботи ЛЕП НВН за напругою та реактивною потужністю. У такій постановці проблеми ЛЕП НВН розглядаються ізольовано для трьох найбільш розповсюджених режимів: мінімальний, максимальний та експлуатаційний робочий режим передавання потужності. Аналітичні вирази для визначення втрат активної потужності в лінії електропередач містять складові втрат холостого ходу та короткого замикання [5–7]. Останні відповідно прямо та обернено пропорційні квадрату напруги на шинах кінцевих підстанцій, що зумовлює можливість вибору оптимального рівня напруги. Це забезпечує мінімум суми складових цих втрат.

Аналіз режимів роботи ЛЕП НВП з керованими шунтувальними реакторами показав, що в разі застосування КШР відбувається компенсація зарядної потужності та регулювання потоку потужності. У такому випадку втрати активної потужності запишемо:

$$\begin{aligned} \Delta P = & \left[ \left( \frac{GR - (B + B_{reac})X}{2} + 1 \right) (2G^2R - 2G(B + B_{reac})X + 8G) + \right. \\ & \left. + \frac{GX + (B + B_{reac})R}{2} (2G(B + B_{reac})R + 2G^2X) \right] U^2 + \\ & + \left[ \left( \frac{GR - (B + B_{reac})X}{2} + 1 \right) R + \frac{GX + (B + B_{reac})R}{2} X \right] \frac{P^2 + Q^2}{U^2} - \\ & - 2P \left[ \frac{(GX + (B + B_{reac})R)^2}{2} + R(2G^2R - 2G(B + B_{reac})X + 8G) \right] + \\ & + \left[ 2 \left[ X(2G^2R - 2G(B + B_{reac})X + 8G) - \left( \frac{GR - (B + B_{reac})X}{2} + 1 \right) \frac{GX + (B + B_{reac})R}{2} \right] \right] Q, \text{ мВт} \end{aligned} \quad (18)$$

де  $R$  – активний опір Ом;  $X$  – індуктивний опір Ом;  $G$  – активна провідність, См;  $B$  – реактивна провідність, См;  $U$  – номінальна напруга, кВ;  $P$  – активна потужність МВт,  $Q$  – реактивна потужність, МВАр.

Зі свого боку напруга та реактивна потужність залежать від кількості та складу компенсуювальних пристроїв зарядної потужності лінії. Під час регулювання режиму роботи ЛЕП НВН необхідно виконати мінімізацію функції втрат потужності (18) за незалежними режимними параметрами, яка дає змогу отримати умови оптимального регулювання потоків реактивної потужності лінії електропередачі, потужності КШР та напруги в точці підключення.

$$\frac{\partial \Delta P(Q, U, B_{reac})}{\partial U} = 0, \frac{\partial \Delta P(Q, U, B_{reac})}{\partial B_{reac}} = 0, \frac{\partial \Delta P(Q, U, B_{reac})}{\partial Q} = 0. \quad (19)$$

Аналіз втрат активної потужності  $\Delta P$  з встановленими двома групами ШР або КШР проводиться для ЛЕП НВН з такими параметрами:  $l = 400$ , км – довжина лінії,  $U = 750$ , кВ – номінальна напруга лінії, конструкція фази проводу 4хАС-400/93, що характеризується такими параметрами:  $r_0 = 0.019$  Ом/км;  $x_0 = 0.289$  Ом/км;  $g_0 = 0.0325$  мкСм/км;  $b_0 = 4.13$  мкСм/км.

Для аналізу втрат потужності була складена система рівнянь для знаходження оптимальних значень  $B_{reac}$ ,  $Q$ ,  $U$ :

$$\left\{ \begin{array}{l} 2U \left[ \left( \frac{GR - (B + B_{reac})X}{2} + 1 \right) (2G^2R - 2G(B + B_{reac})X + 8G) + \right. \\ \left. + \frac{GX + (B + B_{reac})R}{2} (2G(B + B_{reac})R + 2G^2X) \right] - \\ \frac{2(P^2 + Q^2) \left[ R \left( \frac{GR - (B + B_{reac})X + 2}{2} \right) + X \left( \frac{(B + B_{reac})R + GX}{2} \right) \right]}{U^3} = 0 \\ \left( \frac{R(2XG^2 + 2(B + B_{reac})RG) - X(8G + 2G^2R - 2(B + B_{reac})GX)}{2} + \right) U^2 - \\ \left( + 2GR \left( \frac{(B + B_{reac})R + GX}{2} \right) - 2GX \left( \frac{GR - (B + B_{reac})X + 2}{2} \right) \right) \\ - P \left[ 2R \left( \frac{(B + B_{reac})R + GX}{2} \right) - 4GRX \right] - Q \left[ 4GX^2 + R \left( \frac{GR - (B + B_{reac})X + 2}{2} \right) - \right. \\ \left. - X \left( \frac{(B + B_{reac})R + GX}{2} \right) \right] = 0 \\ 2X(8G + 2G^2R - 2GX(B + B_{reac})) - 2 \left( \frac{R(B + B_{reac}) + GX}{2} \right) \left( \frac{GR - X(B + B_{reac}) + 2}{2} \right) + \\ + \frac{2Q \left[ R \left( \frac{GR - X(B + B_{reac}) + 2}{2} \right) + X \frac{R(B + B_{reac}) + GX}{2} \right]}{U^2} = 0 \end{array} \right. \quad (20)$$

Треба зазначити, що зміни реактивної потужності у вузлах призводять до змін вузлових напруг мережі відповідно до (20). Наслідком цього так само є зміна втрат потужності в мережі, як це видно з (18). Водночас зміни реактивної потужності мають відповідати наявному діапазону регулювання джерел і не спричиняти неприпустимих відхилень напруги у вузлах мережі:

$$\begin{aligned} Q_{\min} \leq Q_i \leq Q_{\max}; \\ 0.95U_{\text{ном}} \leq U_i \leq 1.05U_{\text{ном}} \end{aligned} \quad (21)$$

Для перевірки отриманих значень  $B_{reac}$ ,  $Q$ ,  $U$  за умовою мінімуму функції  $\Delta P(Q, U, B_{reac})$  спочатку потрібно знайти всі часткові похідні 2-го порядку, обчислити їх у точці й скласти матрицю Гессе:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial Q} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial B_{reac}} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{bmatrix}. \quad (22)$$

Умови, за яких кутові мінори матриці Гессе (22) задовольняють умову мінімуму функції (17) за значень  $B_{reac}$ ,  $Q$ ,  $U$ :

$$\delta_1 = \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} > 0; \quad (23)$$

$$\delta_2 = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial Q} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} \end{vmatrix} > 0; \quad (24)$$

$$\delta_3 = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac}^2} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial B_{reac} \partial U} \\ \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial B_{reac}} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{vmatrix} > 0. \quad (25)$$

Під час розрахунку кутових мінорів (23)–(25) перевірено отримані оптимальні значення  $B_{reac}$ ,  $Q$ ,  $U$ , за яких досягається мінімум  $\Delta P(Q, U, B_{reac})$ .

Для порівняльного аналізу застосування керованих та некерованих шунтувальних реакторів було складено систему рівнянь для знаходження оптимальних значень  $Q$ ,  $U$  за фіксованого значення  $B_{reac}$ :

$$\left\{ \begin{aligned} & \left( \frac{R(2XG^2 + 2(B + B_{csr})RG) - X(8G + 2G^2R - 2(B + B_{csr})GX)}{2} + \right) U^2 - \\ & + 2GR \left( \frac{(B + B_{csr})R + GX}{2} \right) - 2GX \left( \frac{GR - (B + B_{csr})X + 2}{2} \right) \\ & - P \left[ 2R \left( \frac{(B + B_{csr})R + GX}{2} \right) - 4GRX \right] - Q \left[ \begin{aligned} & 4GX^2 + R \left( \frac{GR - (B + B_{csr})X + 2}{2} \right) - \\ & - X \left( \frac{(B + B_{csr})R + GX}{2} \right) \end{aligned} \right] = 0 \\ & 2X(8G + 2G^2R - 2GX(B + B_{csr})) - 2 \left( \frac{R(B + B_{csr}) + GX}{2} \right) \left( \frac{GR - X(B + B_{csr}) + 2}{2} \right) + \\ & + \frac{2Q \left[ R \left( \frac{GR - X(B + B_{csr}) + 2}{2} \right) + X \frac{R(B + B_{csr}) + GX}{2} \right]}{U^2} = 0 \end{aligned} \right. \quad (26)$$

Для знаходження  $Q$ ,  $U$  системи рівнянь (26) значення провідності  $B_{reac}$  змінювалося дискретно відключенням групи однофазних шунтувальних реакторів. У разі встановлення некерованих ШР так само складається матриця Гессе:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{bmatrix}. \quad (27)$$

Умови, за яких кутові мініори матриці Гессе (27) задовольняють умову мінімуму функції (18) за значень  $Q$ ,  $U$ :

$$\delta_1 = \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} > 0, \quad (28)$$

$$\delta_2 = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q^2} & \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial Q \partial U} \\ \frac{\partial \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U \partial Q} & \frac{\partial^2 \Delta P(B_{reac}, U, Q)}{\partial U^2} \end{vmatrix} > 0. \quad (29)$$

Отримані оптимальні значення  $Q$ ,  $U$  відповідають мінімуму функції  $\Delta P(Q, U)$ . У табл. 2 наведено отримані значення  $Q^{onm}$ ,  $U^{onm}$  з відповідними значеннями  $\Delta P$  у випадку встановлення некерованих ШР. Для порівняння оптимальні значення  $B_{reac}$ ,  $Q$ ,  $U$  наведено в табл. 2, що відповідають мінімальному значенню втрат активної потужності у випадку встановлення КШР  $\Delta P(Q, U, B_{reac})$ . Як видно з даних цієї таблиці, оптимальні значення  $U^{onm}$  відповідають наявному діапазону регулювання напруги (21).

Таблиця 2

Випадок встановлення ШР				Випадок встановлення КШР			
$B_{reac}$ , См	$Q^{onm}$ , МВАР	$U^{onm}$ , кВ	$\Delta P$ , МВт	$B_{reac}^{onm}$ , См	$Q^{onm}$ , МВАР	$U^{onm}$ , кВ	$\Delta P$ , МВт
-0.001066	-210	735	22.686	-0.0007	-180	768	20.908
-0.000533	-300	741	23.015				

Для параметричної оптимізації магістральної електричної мережі сумарні втрати активної потужності в магістральній електричній мережі (рис. 3) номінальної напруги 750 кВ описуються виразом

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i \in I} \sum_{j \in J} \Delta P_{ij}. \quad (30)$$

де  $\Delta P_{ij}$  – втрати активної потужності лінії електропередачі, визначені за формулою (18);  $ij$  – номери підстанцій магістральної електричної мережі.

Рівняння стану еквівалентного чотирьополосника:

$$\begin{bmatrix} A_{eq} & B_{eq} \\ C_{eq} & D_{eq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{L1} & B_{L1} \\ C_{L1} & D_{L1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{csr1} & B_{csr1} \\ C_{csr1} & D_{csr1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{L2} & B_{L2} \\ C_{L2} & D_{L2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{csr2} & B_{csr2} \\ C_{csr2} & D_{csr2} \end{bmatrix} \times \\ \times \begin{bmatrix} A_{csr3} & B_{csr3} \\ C_{csr3} & D_{csr3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{L3} & B_{L3} \\ C_{L3} & D_{L3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{csr4} & B_{csr4} \\ C_{csr4} & D_{csr4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{L4} & B_{L4} \\ C_{L4} & D_{L4} \end{bmatrix}. \quad (31)$$

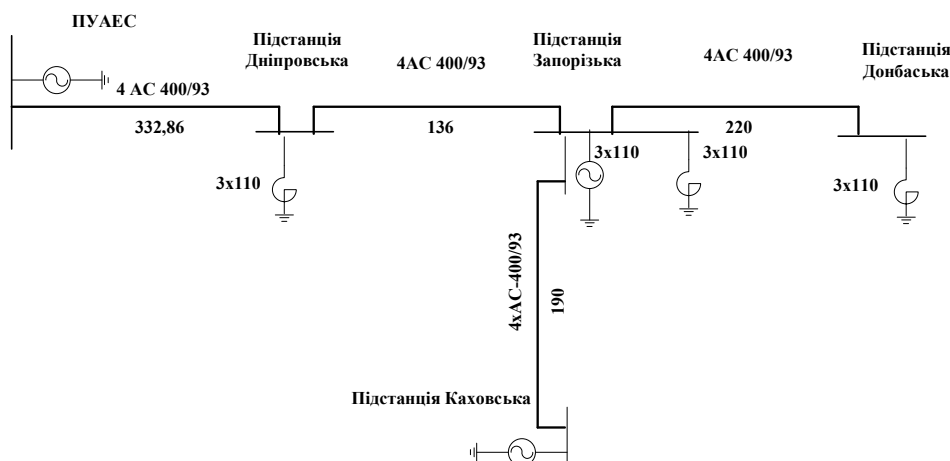


Рис. 3

Для визначення оптимальних значень  $B_{reac}$ ,  $Q$ ,  $U$  було застосовано той самий підхід, що і для параметричної оптимізації ЛЕП НВН. У випадку встановлення КШР використовується підхід (20)–(25), а для некерованих ШР – підхід (26)–(29).

Результати розрахунку втрат активної потужності зведено у табл. 3 для випадку встановлення КШР за оптимальних значень  $Q^{opt}$ ,  $U^{opt}$ ,  $B_{reac}^{opt}$ . Результати розрахунків  $Q^{opt}$  та  $U^{opt}$  для випадку встановлення ШР з дискретною зміною індуктивності наведені у таблиці 3.

Таблиця 3

Випадок встановлення ШР				Випадок встановлення КШР			
$B_{reac}$ , См	$Q^{opt}$ , МВАр	$U^{opt}$ , кВ	$\Delta P$ , МВт	$B_{reac}^{opt}$ , См	$Q^{opt}$ , МВАр	$U^{opt}$ , кВ	$\Delta P$ , МВт
-0.002665	-210	735	165.005	-0.0001	-450	720	100.158
-0.002132	-100	744	147.58				
-0.001599	187	731	135.47				
-0.001066	268	748	127.58				
-0.000533	115	741	120.015				

**Висновки.** Під час вибору засобів компенсації реактивної потужності перевагу віддано керованим шунтувальним реакторам, застосування яких дає змогу ефективно розв'язати проблему параметричної оптимізації за прийнятних економічних показників. Показано, що в такий спосіб отримуємо додаткове зменшення втрат у ЛЕП НВН за рахунок більш точної компенсації зарядної потужності. Зростання капітальних витрат у разі встановлення КШР замість традиційних ШР компенсується зменшенням втрат електроенергії в разі переходу від природного усталеного нормального режиму енергосистеми до оптимального, який реалізується за допомогою КШР. Попередня техніко-економічна оцінка проекту встановлення КШР у магістральній електричній мережі показала, що постійна складова капіталовкладень фактично не впливає на термін окупності, який може скласти близько двох років.

Фінансується за держбюджетною темою «Розробка заходів та технічних засобів компенсації неповнофазних режимів магістральних електричних мереж ОЕС України», що виконується відповідно до розпорядження Президії НАН України від 09.01.2020 №15. Державний реєстраційний номер роботи 0120U000148.

1. Kundul S., Ghosh T., Maitra K., Acharjee; P. Thakur S.S Optimal Location of SVC Considering Techno-Economic and Environmental Aspect. 2018 ICEPE 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology 1-2 June 2018 Shillong, India. Pp. 15–19. DOI: <https://doi.org/10.1109/EPETSG.2018.8658729>



2. Тугай Ю.І., Кучанський В.В., Тугай І.Ю. Застосування керованих пристроїв компенсації зарядної потужності ЛЕП НВН в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 1. С. 53–56. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.01.053>
3. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нетребський В.В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. 2006. № 3. С. 35–41.
4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурькин А.Б. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации. *Электрические сети и системы*. 2006. № 1. С. 5–11.
5. Веприк Ю.Н. Выбор оптимальных мест установки компенсирующих устройств в электрических сетях. Вестник Харьковского политехнического института. 2011. № 41. С. 36–41.
6. Mohamed A. H. E. Artificial neural network for reactive power optimization. *Neuromputing*, Dec. 1998. Vol. 23. No 1–3. Pp. 255–263. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0925-2312\(98\)00081-2](https://doi.org/10.1016/S0925-2312(98)00081-2)
7. Lyubchenko V.Y. and Pavlyuchenko D.A. Reacive power and voltage control by genetic algorithm and artificial neural network. *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*. Dec. 2009. Vol. 1. No 1. Pp. 23–26.
8. Bhattacharya A. and Chattopadhyay P. K. Solution of optimal reactive power flow using biogeography-based optimization. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*. 2010.
9. Liu C., Qin N., Xu Y. and Bak C. L A hybrid optimization method for reactive power and voltage control considering power loss minimization. *IEEE Eindhoven PowerTech*. 2015. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232745> .

## PARAMETRIC OPTIMIZATION OF OPERATING MODES OF BULK ELECTRICAL NETWORKS BY CRITERIA ACTIVE POWER LOSSES

V.V. Kuchanskyy, D.O. Malakhatka

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com, d.malakhatka@gmail.com

*It is shown that the use of controlled shunt reactors enables, based on ultra-high voltage transmission lines, to create a controlled generation of new generation FACTS types that meet the requirements of modern power systems and combinations. Typical modes of operation of the high-voltage power line with installed controlled shunt reactors are analyzed. The efficiency of the use of controlled shunt reactors as measures of transverse compensation in ultrahigh voltage transmission lines is shown. The article shows that due to a smooth change in the consumption of excess reactive power of the transmission line, the normalization of the voltage values is achieved, and, accordingly, the total power losses are reduced. Ref. 9, fig. 3, tables 3.*

**Keywords:** controlled shunt reactors, FACTS, total active power losses, charging power.

1. Kundul S., Ghosh T., Maitra K., Acharjee, P. Thakur S.S Optimal Location of SVC Considering Techno-Economic and Environmental Aspect. *2018 ICEPE 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology* 1-2 June 2018 Shillong, India. Pp. 15–19. DOI: <https://doi.org/10.1109/EPETSG.2018.8658729>
2. Tuhay Yu.I., Kuchansky V.V., Tuhay I.Yu. The Using Of Controlled Devices For The Compensation Of Charging Power On EHV Power Lines In Electric Networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2021. No 1. Pp. 53–56. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.01.053>
3. Lezhnyuk P.D., Kulik V.V., Netrebskiy V.V. The principle of the best action in the problems of optimization of power systems. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2006. No 3. Pp. 35–41.
4. Lezhnyuk P.D., Kulik V.V., Burykin A.B. Determination and analysis of power losses from transit flows in electrical networks of power systems using the linearization method. *Electric networks and systems*. 2006. No 1. Pp. 5–11.
5. Veprik Yu.N. Selecting the optimum installation locations of compensating devices in electric networks. *Reporter of the National Technical University Kharkiv Polytechnic Institute*. № 41. 2011. Pp. 36–41. (Rus)
6. Mohamed A. H. E. Artificial neural network for reactive power optimization. *Neuromputing*. Dec. 1998. Vol. 23. No. 1–3. Pp. 255–263. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0925-2312\(98\)00081-2](https://doi.org/10.1016/S0925-2312(98)00081-2)
7. Lyubchenko V.Y. and Pavlyuchenko D.A. Reacive power and voltage control by genetic algorithm and artificial neural network. *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*. Dec. 2009. Vol. 1. No 1. Pp. 23–26.
8. Bhattacharya A. and Chattopadhyay P. K.. Solution of optimal reactive power flow using biogeography-based optimization. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*. 2010.
9. Liu C., Qin N., Xu Y. and Bak C. L. A hybrid optimization method for reactive power and voltage control considering power loss minimization. *IEEE Eindhoven PowerTech*. 2015. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232745>.