

## POZIOM STRAT MOCY W SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ JAKO JEDEN Z ELEMENTÓW OCENY LOKALIZACJI KOMPENSATORÓW

Robert KOWALAK<sup>1</sup>, Ryszard ZAJCZYK<sup>2</sup>, Artur ZBRŃSKI<sup>3</sup>

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347 18 27 e-mail: robert.kowalak@pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki  
tel.: 58 347 28 55 e-mail: ryszard.zajczyk@pg.gda.pl
3. DNV GL, Risk Advisory Poland  
tel.: 58 511 50 81 e-mail: artur.zbronski@dnvgl.com

**Streszczenie:** Podstawą instalowania kompensatorów statycznych bocznikowych w sieciach elektroenergetycznych wysokich napięć jest chęć poprawy warunków napięciowych. Praca takiego kompensatora prowadzi do zmiany profili napięciowych w punkcie przyłączenia i w węzłach sąsiednich, ale ma również wpływ na rozpyły mocy w tej sieci, a tym samym na poziom powstających strat mocy. W artykule zaprezentowano wyniki badań symulacyjnych dotyczących lokalizacji kompensatorów w przykładowym systemie elektroenergetycznym i ocenę, jak wpływa ich praca na zmianę powstających w tej sieci strat mocy.

**Słowa kluczowe:** kompensatory bocznikowe, określanie lokalizacji kompensatorów.

### 1. WSTĘP

Praca kompensatorów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym przyczynia się do zmiany przepływów w liniach i transformatorach, ma więc również wpływ na powstające w tych elementach straty mocy. Instalowanie dodatkowych źródeł mocy biernej w układach zasilania wpływa na zwiększenie stabilności napięciowej równocześnie pozwalając na szybszą odbudowę systemu po wystąpieniu w nim awarii napięciowej.

Zagadnieniem związanym z wprowadzaniem do systemu nowych źródeł mocy biernej jest ich taka lokalizacja, która pozwala na uzyskanie jak największej ich efektywności przy jak najmniejszych kosztach inwestycyjnych. Wybór takiej lokalizacji kompensatora nie jest jednak sprawą prostą. Dlatego do tego zadania włączane są metody matematyczne połączone z systemami eksperckimi, wspartymi dodatkowo metodami sztucznej inteligencji. Takie połączenie pozwala na analizowanie pracy systemu elektroenergetycznego także wtedy, gdy brakuje części danych (np. brak pomiarów części napięć) lub są one niedokładne (np. podane są uśrednione wartości obciążeń za okres godzinny).

Do określania lokalizacji kompensatorów w systemie elektroenergetycznym autorzy niniejszej publikacji wykorzystali metodę opartą o elementy logiki rozmytej. Według tej logiki element zbioru może mieć różny stopień przynależności do tego zbioru, co oznacza, że element ten może mieć przynależność do zbioru tzw. częściową [1].

Logika rozmyta znajduje zastosowanie w rozwiązywaniu problemów występujących w systemach tam, gdzie dostępne dane są niedokładne, albo ich brak [2].

Celem przeprowadzonych analiz było określenie zmiany strat mocy występujących w systemie przesyłowym w związku z wprowadzeniem to układu zasilania dodatkowych kompensatorów.

### 2. METODY TYPOWANIA LOKALIZACJI KOMPENSATORÓW

Metody typowania lokalizacji kompensatorów można podzielić na dwie podgrupy, w zależności od rodzaju sieci, w której daną metodę można zastosować. Największa grupa metod dotyczy określania lokalizacji kompensatorów w sieciach promieniowych. Metody te ukierunkowane są przede wszystkim na określanie lokalizacji podstawowego typu kompensatora, jakim jest kondensator.

Pierwsza metoda, opisana w [3], za podstawowy cel wprowadzenia nowych kompensatorów przyjmuje obniżenie strat przesyłowych mocy czynnej oraz utrzymanie w sieci wartości napięć na wymaganym poziomie. Straty mocy czynnej obliczane są jako

$$P_{Loss} = \sum_{i=0}^{m-1} P_{Loss(i,i+1)} \quad (1)$$

gdzie:  $P_{Loss(i,i+1)}$  – straty mocy czynnej w poszczególnych gałęziach sieci.

Funkcją celu w tej metodzie jest funkcja kosztów

$$F = K^P P_{Loss} + \sum_{j=1}^k K_j^C Q_j^C \quad (2)$$

gdzie:  $K^P$  – koszty strat mocy w przeliczeniu na jednostkę,  $K^C$  – koszty kompensatora,  $Q^C$  – moc znamionowa kompensatora,  $j=1, 2, \dots, k$  – numery wybranych węzłów.

W metodzie tej w celu określenia lokalizacji kondensatora zastosowano dwie funkcje przynależności. Pierwsza (3) pozwala na określenie minimalnej wartości

strat mocy czynnej, a druga (4) pozwala na określenia poziomu napięcia w węźle

$$\mu_p(i) = e^{-\frac{wL(i)}{T_{Loss}}} \quad (3)$$

gdzie:  $L(i)$  – strata mocy pomiędzy węzłami  $i$  oraz  $i+1$ ,  $T_{Loss}$  – całkowite straty mocy,  $w$  – współczynnik korygujący proporcjonalny do mocy całkowitej.

$$\mu_v(i) = e^{-w \left( \frac{v(i)-1}{v_{max}-v_{min}} \right)^2} \quad (4)$$

gdzie:  $v(i)$  – napięcie w węźle  $i$ ,  $v_{max}$  – ograniczenie górne napięcia,  $v_{min}$  – ograniczenie dolne napięcia.

Decyzję o wyborze lokalizacji kompensatora podejmuje się na podstawie wyszukania minimum wartości współczynnika przyporządkowania określanego jako funkcja przynależności zbiorów rozmytych

$$\mu_s(i) = \min\{\mu_v(i), \mu_p(i)\} \quad (5)$$

Metoda przybliżona w [4] bazuje na podobnych założeniach. Różni się od pierwszej zastosowanymi funkcjami przynależności. Zmodyfikowano też nieco sposób wyboru węzła do zainstalowania kompensatora.

Kolejna z metod została przybliżona w [5]. Funkcją celu, stosowaną w tej metodzie, jest

$$\Delta S = K_E \Delta E_{Loss} + K_p \Delta P_{Loss} - K_C C \quad (6)$$

gdzie:  $\Delta E_{Loss}$  – redukcja strat energii,  $C$  – pojemność kondensatora,  $\Delta P_{Loss}$  – redukcja strat szczytowych,  $K_E$  – koszt redukcji strat energii,  $K_p$  – koszt redukcji strat szczytowych,  $K_C$  – koszt kondensatora.

Funkcje przynależności, są takie, jak w pierwszej z opisywanych metod. Różnicą jest jednak to, że określane są w sieci straty mocy biernej ( $q$ ), a nie czynnej ( $p$ ).

Ostatnią z przybliżanych metod dotyczących sieci promieniowych jest zaprezentowana w [6]. Jej autorzy za podstawowy cel przyjęli ograniczenie strat mocy w szczytowym obciążeniu systemu, redukcję całkowitej straty energii w układzie oraz minimalizację kosztu instalacji kondensatora. Funkcją przynależności zastosowaną w tej metodzie jest

$$F = \min \left[ K_E \sum_{i=1}^n P_L T_i + K_P P_i - K_C \sum_{j=1}^m C_j \right] \quad (7)$$

gdzie:  $K_E$ ,  $K_P$  i  $K_C$  są stałymi przypisanymi dla strat energii, strat mocy i kosztów kondensatora,  $P_i$  – szczytowe straty mocy dla danego poziomu obciążenia z czasem trwania  $T_i$ ,  $P_L$  – szczytowa strata mocy wyznaczona dla pojedynczego węzła,  $C_j$  – koszty zainstalowania kondensatora w wybranym węźle.

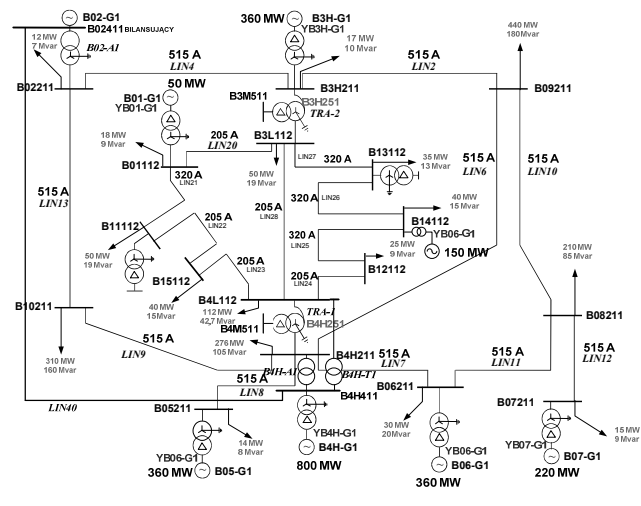
Mniej liczną grupę stanowią metody, które można wykorzystać do określania lokalizacji kompensatorów w sieci zamkniętej. Liczba metod wykorzystujących logikę rozmytą w tej grupie sieci jest bardzo ograniczona. Dominują metody, w których logika rozmyta łączona jest z przynajmniej jedną z innych metod sztucznej inteligencji.

Jednym z przykładów zastosowania logiki rozmytej jest metoda zaprezentowana w [7]. Uwzględnia ona potrzebę

wykonywania analizy w oparciu o różne czynniki, które występują w czasie normalnej pracy sieci. Nacisk kładziony jest na uwzględnienie stabilności systemu, profili napięciowych, strat mocy czynnej odniesionych do mocy biernej, spadków napięcia, stanów przejściowych, bezpieczeństwa pracy systemu, wykonalności technicznej i kryteriów ekonomicznych. Autorzy zaznaczają wyraźnie, że przy tak znaczącej liczbie czynników branych pod uwagę, należy liczyć się z tym, że w pewnych warunkach poszczególne rozpatrywane kryteria mogą prowadzić do wniosków niejednoznacznych, czy nawet sprzecznych. W takim przypadku ostateczny wybór rozwiązania musi spoczywać na ekspercie. Wspomniana metoda pozwala na stworzenie rankingu węzłów, dzięki czemu wybór podejmowany przez eksperta pozwala na instalację kompensatorów tam, gdzie potrzeba instalacji jest największa.

### 3. BADANIA MODELOWE

Badania przeprowadzono w oparciu o autorską metodę analizy systemu elektroenergetycznego pod kątem zainstalowania w nim dodatkowych kompensatorów opartą na logice zbiorów rozmytych. Podstawowym parametrem, decydującym o wyborze lokalizacji jest poziom napięcia w węzłach systemu. Parametr ten doskonale obrazuje stan systemu i ma odniesienie do powstających w tym systemie strat mocy. Do badań wykorzystano testowy system elektroenergetyczny, zaprezentowany na rysunku 1. Podstawą opracowania tego systemu był jeden z systemów testowych CIGRE, który został zmodyfikowany na potrzeby badań (m.in. dodano linię 400 kV, zmodyfikowano moce odbiorów).



Rys. 1. Schemat układu testowego

Zastosowany w badaniach algorytm został dokładniej przedstawiony i omówiony w [8, 9]. Działanie algorytmu sprowadza się do analizy wartości napięć w węzłach systemu i przypisanie im odpowiednich współczynników przyporządkowania  $\mu_u(p(w))$ , dla każdego z analizowanych  $p$  stanów systemu. Współczynnik przynależności  $\mu_{min}(w)$ , służący do określenia węzła lokalizacji kompensatora wybierany jest na podstawie wszystkich uzyskanych współczynników przyporządkowania  $\mu_u(p(w))$ , jako

$$\mu_{min}(w) = \min\{\mu_u(p(w))\} \quad \text{dla } p=1, 2, \dots, p_{max} \quad (8)$$

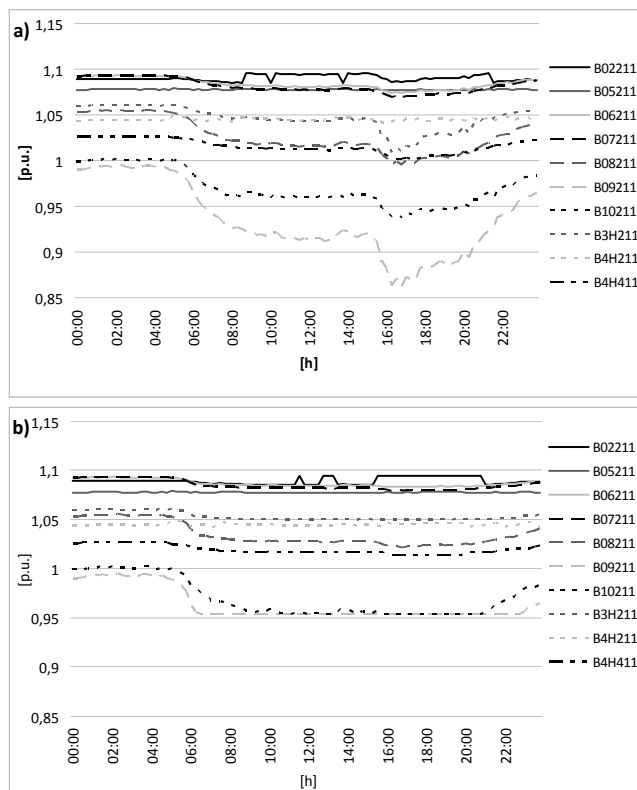
W każdym kroku analizy typowany jest jeden kompensator, który wprowadzany jest do węzła charakteryzującego się najmniejszą wartością współczynnika  $\mu_{min}(w)$ . Dobór mocy kompensatora wykonywany jest w taki sposób, że do wytypowanego węzła „wstrzykiwana” jest taka moc bierna, która zapewnia spełnienie kryteriów ograniczeń napięciowych.

Przeprowadzone analizy wykazały potrzebę zainstalowania dwóch kompensatorów w węzłach sieci 220 kV. Na tym też poziomie napięciowym można zaobserwować ich najsilniejszy wpływ na pracę sieci. Parametry wprowadzonych kompensatorów w poszczególnych krokach wykonanych przez algorytm zestawiono w tabeli 1. Moc kompensatora pierwszego została zmieniona po wprowadzeniu do układu drugiego kompensatora, ponieważ w trakcie działania algorytmu przy wprowadzaniu kolejnego kompensatora do analizowanej sieci parametry już dodanych są modyfikowane, aby uwzględnić ich wzajemne oddziaływanie.

Tablica 1. Zakresy mocy wprowadzonych kompensatorów

Liczba kompensatorów	Węzeł	Qmin [Mvar]	Qmax [Mvar]
1	B09211	0	78,8
2	B09211	0	77,2
	B10211	0	12,4

Analiza systemu sprowadza się do oceny jego stanu w trakcie normalnej pracy. Dlatego przeprowadzone badania wykonano przy założeniu zmienności dobowej obciążenia w układzie. Uznano to za wystarczające do pokazania wpływu kompensatorów na poziom strat mocy. Z pośród uzyskanych przebiegów zaprezentowano profile napięciowe w wybranych węzłach oraz zmienności strat mocy czynnej i biernej.

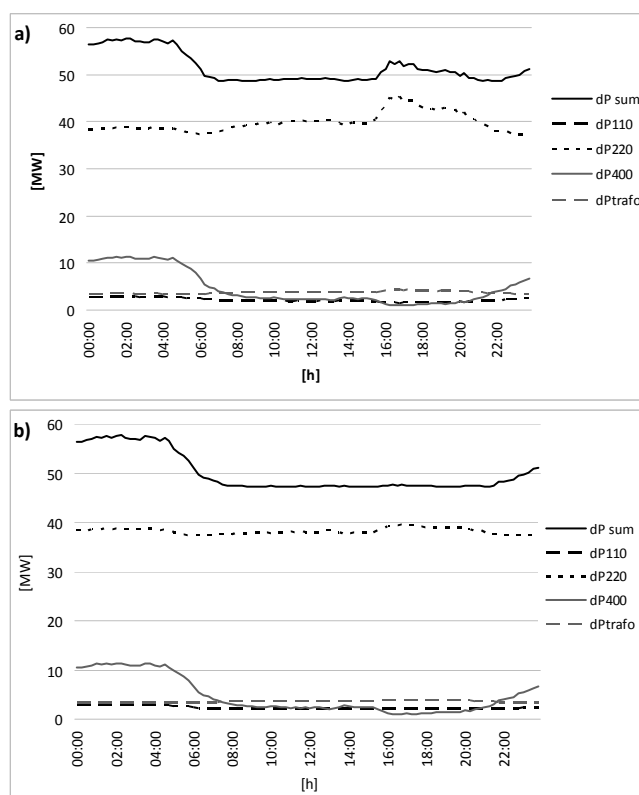


Rys. 2. Wartości napięć w węzłach sieci 400 i 220 kV: a) układ bez kompensatorów, b) układ z dwoma kompensatorami

Ze względu na sposób działania algorytmu oddziaływanie kompensatorów można obserwować tylko w tych momentach, kiedy w węzłach ich zainstalowania nie są dotrzymane zadane warunki napięciowe, bo tylko wówczas w danym węźle wstrzykiwana lub pobierana jest moc bierna tak, aby sprowadzić napięcie dożądanego przedziału wartości.

Na rysunku 2 zaprezentowano zmienność napięcia w poszczególnych węzłach sieci 400 i 220 kV. Oddziaływanie kompensatora uwidacznia się w tych okresach czasu, gdy napięcie w węzłach zainstalowania dąży do wartości niższej, niż wartość zadana jako graniczna. Działający kompensator nie pozwala na obniżenie się wartości napięcia poniżej poziomu 0,95 p.u.

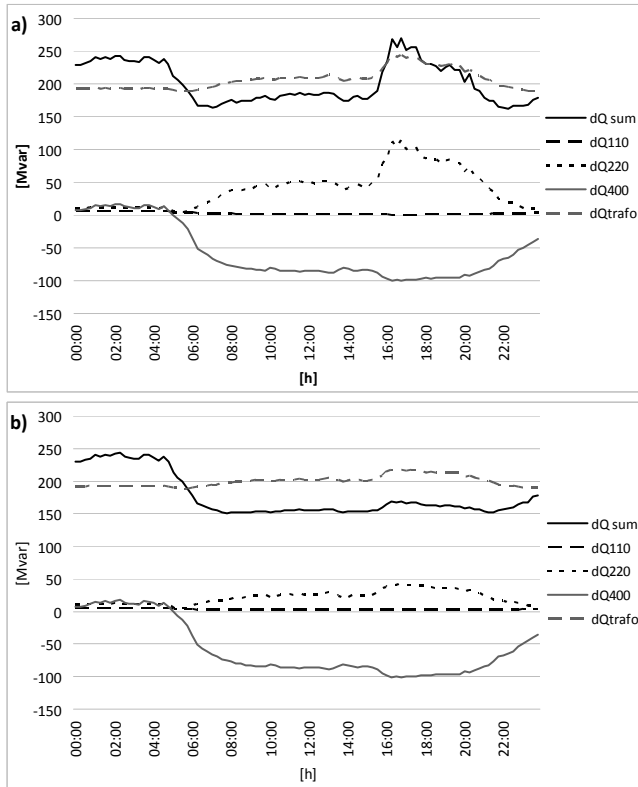
Na rysunku 3 zaprezentowano zmienność strat mocy czynnej w liniach sieci 110 kV, w liniach sieci NN oraz w transformatorach NN/110 kV. Podobnie zaprezentowano zmienność strat mocy biernej (rysunek 4).



Rys. 3. Straty mocy czynnej: a) układ bez kompensatorów, b) układ z dwoma kompensatorami, dPsum – straty całkowite, dP110 – straty w liniach 110 kV, dP220 – straty w liniach 220 kV, dP400 – straty w liniach 400 kV, dPtrafo – straty mocy w transformatorach

Zestawiając ze sobą zmienności napięć i straty mocy można zauważyć znaczące zmiany w poziomach strat mocy czynnej i biernej w tych przedziałach czasowych, kiedy kompensatory nie pozwalają na obniżenie napięcia dostarczają do układu moc bierną. Największe redukcje strat mocy czynnej i biernej następują w sieci, do której włączono kompensatory bezpośrednio. Największe ograniczenia w tym zakresie wprowadza zainstalowanie w sieci pierwszego z kompensatorów. On również przyczynia się do zauważalnego zmniejszenia strat mocy biernej w transformatorach NN/110 kV. Wpływ drugiego z kompensatorów (węzeł B10211) jest znacznie mniej widoczny, co niewątpliwie ma też związek z jego wielkością

– moc znamionowa tego kompensatora jest dużo mniejsza od mocy pierwszego kompensatora (węzeł B09211).



Rys. 4. Straty mocy biernej: a) układ bez kompensatorów, b) układ z dwoma kompensatorami, dQsum – straty całkowite, dQ110 – straty w liniach 110 kV, dQ220 – straty w liniach 220 kV, dQ400 – straty w liniach 400 kV, dQtrafo – straty mocy w transformatorach

#### 4. PODSUMOWANIE

Wiele metod doboru kompensatorów bazuje na ocenie strat mocy czynnej, rzadziej biernej, przyjmując je za jeden z podstawowych wyznaczników pozwalających określić, gdzie warto zainstalować w systemie kompensator. Ponadto ukierunkowane są one na dobór konkretnego rozwiązania – najczęściej baterii kondensatorów. Podstawowym wyznacznikiem zawsze jednak pozostaje wartość napięcia, która nie może wykroczyć poza dopuszczalny zakres.

Prowadzona praca ukierunkowana jest na opracowanie algorytmu pozwalającego na określanie miejsca lokalizacji

i zakresu wymaganej w kompensatorze mocy. Docelowo algorytm ma także określać punkt pracy regulatora kompensatora (zadana wartość napięcia, dopuszczalny zakres zmienności napięcia, statyzm, itp.). Analiza napięciowa systemu jest tu podstawowym wyznacznikiem miejsca lokalizacji kompensatora. Natomiast ocena strat mocy może być tu wykorzystana do oceny lokalizacji i określenia punktu pracy kompensatora tak, aby był on jak najlepszy z punktu widzenia systemu.

#### 5. BIBLIOGRAFIA

1. Ng H. N., Salama M. M. A., Chikhani A.Y.: A survey of the Application of AI In Capacitor Allocation and Control, IEEE 1997.
2. Momoh J. A., Tomsovic K.: Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
3. Chin H. C., Lin W. M.: Capacitor Placements for Distribution Systems with Fuzzy Algorithm, Proceedings of the 1994 Region 10 Ninth Annual International Conference, 1994.
4. Su Ch.-T., Tsai Ch.-Ch.: A New fuzzy-reasoning approach to optimum capacitor allocation for primary distribution systems, proceeding of the IEEE International Conference on Industrial Technology, 1996.
5. Ng H. N., Salama M. M. A.: Fuzzy Optimal Capacitor Sizing and Placement, IEEE 1995.
6. Nagaraja M. S., Anathapadmanabha Dr. T., Kantharaj B., Prakash R.: Capacitor Placement and Replacement for Reactive Power Control In Radial Distribution System, IEEE 2006.
7. Kenarangui R.: Decision Based VAR Compensators Placement in Electric Power Systems, IEEE 1991.
8. Kowalak R., Zajczyk R., Zbroński A.: Lokalizacja źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem metody zbiorów rozmytych, Wiadomości Elektrotechniczne nr 01/2013.
9. Zajczyk R., Kowalak R., Zbroński A.: Wykorzystanie logiki zbiorów rozmytych w określaniu lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, Elektroenergetyka współczesność i rozwój, nr 3-4 (13-14) / 2012.

### POWER LOSSES LEVEL IN TRANSMISSION NETWORK AS ONE OF THE ELEMENTS OF THE LOCATION EVALUATION FOR STATIC COMPENSATORS

Static shunt compensators in high voltage power networks (grids of 400 kV, 220 kV and 110 kV) are installed in order to improve voltage conditions. The work of this compensator changes the voltage level in the connection point and the neighboring nodes. It also has an influence on the distribution of power in the power network and thereby the level of generated power loss. The article presents the results of simulation tests on the example of compensators' location in an exemplary power system. Moreover, this paper includes assessment of influence of their work on the change generated of power losses in the network. The study used author's method of analysis based on fuzzy logic. The basic parameter that determines the choice of location is the voltage level on each node of the analysed power system. This parameter perfectly illustrates the state of the power system and has a reference to generated power losses in this system. The research was conducted on the test structure of the power system. The calculations showed the need to install two compensators. The analysis includes variability of active and reactive power losses in lines of 110 kV, 220 kV and 400 kV and transformers. The compensators' work caused a decrease of power losses in each mentioned groups of network elements.

**Keywords:** shunt compensators, specifying the location of compensators.