

WPŁYW UKŁADU KOMPENSACJI PRĄDOWEJ NA PRACĘ GENERATORA PRZY ZMIANACH NAPIĘCIA W KSE

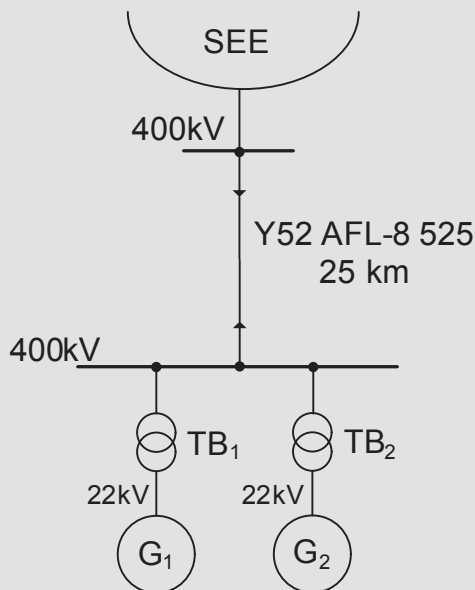
prof. dr hab. inż. Ryszard Zajczyk / Politechnika Gdańska
mgr inż. Piotr Szczeciński / Politechnika Gdańska

1. WSTĘP

Stosowane w KSE układy kompensacji prądowej w zależności od producenta i zastosowanego rozwiązania pozwalają na kompensację straty napięcia lub spadku napięcia. Niestety, w przeważającej większości krajowych bloków nie wykorzystuje się tej możliwości i nastawia się wartość kompensowanej impedancji $Z_k = 0$. Uchyb regulacji zależy wtedy od pomiaru napięcia na zaciskach generatora i od wartości zadanej. W takim przypadku regulator generatora utrzymuje zadaną wartość napięcia na zaciskach generatora, a układ regulacji grupowej ARNE, poprzez zmianę wartości zadanej, pozwala na sprowadzenie poziomu napięcia w węzłach do poziomu wskazanego przez KDM. Ze względu na złożoność problemu w artykule zostaną omówione zagadnienia związane z wrażliwością generacji mocy biernej generatora przy zmianach napięcia w sieci, w zależności od rodzaju stosowanej kompensacji prądowej.

2. MODEL MATEMATYCZNY

Do badań wpływu kompensacji prądowej posłużono się modelem matematycznym, opisującym pracę dwóch generatorów (GTHW 360) na system elektroenergetyczny (rys. 1).



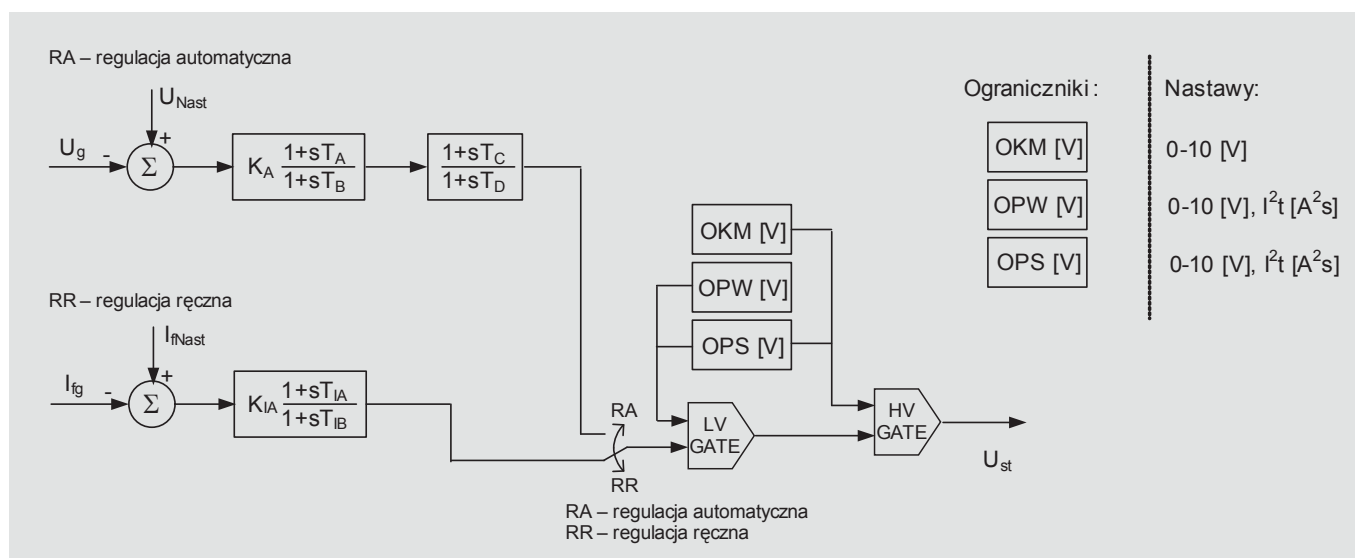
Rys. 1. Schemat badanego systemu elektroenergetycznego

Streszczenie

Artykuł prezentuje wpływ kompensacji prądowej na wrażliwość zmian mocy biernej generatora przy zmianach napięcia w sieci. Wyniki badań przedstawiono dla dwóch różnych sposobów estymacji sygnału od kompensacji prądowej, które pozwalają regulatorowi generatora utrzymy-

wać zadaną wartość napięcia w innym miejscu niż zaciski generatora. W artykule omówiono niezbędne zmiany, które należy wprowadzić w regulacji grupowej ARNE, przy wprowadzeniu kompensacji prądowej w układach regulacji generatorów.

Transformatory blokowe TB_1 i TB_2 są typu TDC-426000/400 YNd11, a strukturę głównego toru układu regulacji napięcia przedstawiono na rys. 2. W torze głównym układu regulacji generatora nastawiono wartość wzmocnienia $K_A = 1100$, a stałe czasowe $T_A = 2,4$ s, $T_B = 20,4$ s.



Rys. 2. Schemat blokowy toru głównego układu regulacji napięcia

Wartość napięcia skompensowanego U_{gk} , jak wspomniano we wstępie, jest obliczana w zależności od stosowanego rozwiązania według zależności:

$$U_{gk} = |U_g + (R_k \times I_{gc} - X_k \times I_{gb}) + j(R_k \times I_{gb} + X_k \times I_{ge})| \quad (\text{w. } Z)$$

lub

$$U_{gk} = U_g + (R_k \times I_{gc} - X_k \times I_{gb}) \quad (\text{w. } RX)$$

U_g – wartość napięcia zmierzona na szynach generatora

U_{gk} – wartość napięcia skompensowanego

Z_k, R_k, X_k – kompensowana impedancja, rezystancja, reaktancja

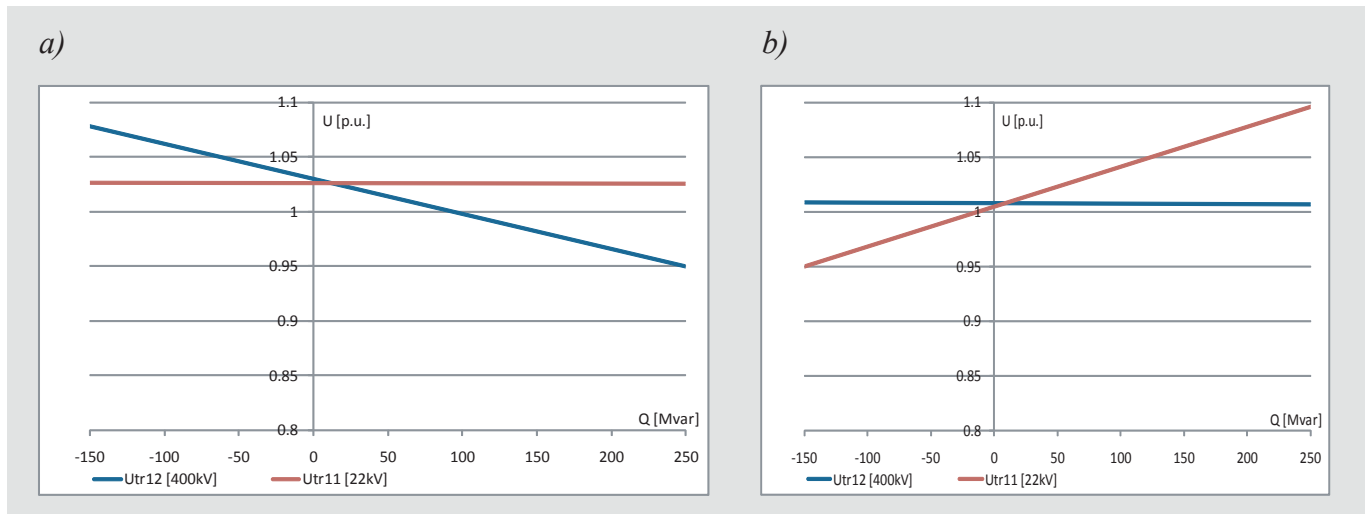
I_g – prąd generatora synchronicznego (I_{gc}, I_{gb} – składowe czynna i bierna prądu generatora).

W układach analogowych zainstalowanych w KSE do uchybu regulacji jest wprowadzany sygnał wyliczony zgodnie ze wzorem w. Z , a w układach cyfrowych przeważnie do uchybu regulacji jest wprowadzany sygnał wyliczony zgodnie ze wzorem w. RX . Dodatkowo w dokumentacji DTR, niezależnie od producenta, można spotkać nieuzasadnione zalecenia, takie jak ustawienie rezystancji kompensowanej $R_k = 0$. Ponadto w opisach brakuje jakichkolwiek informacji, czy impedancja wzajemna powinna uwzględniać także gałąź poprzeczną transformatora i czy wprowadzane wartości kompensowanej rezystancji dotyczą wartości rezystancji wyznaczonej na zimno.

3. WPŁYW UKŁADU KOMPENSACJI PRĄDOWEJ NA PRACĘ GENERATORA PRZY ZMIANACH NAPIĘCIA W KSE

Jak zaznaczono we wstępie, zastosowanie kompensacji prądowej wprowadza do uchybu regulacji dodatkowy sygnał, który pozwala regulatorowi generatora utrzymywać zadaną wartość napięcia w innym miejscu niż zaciski generatora. Impedancja kompensacji prądowej $Z_k = R_k + jX_k$, o wartości nastawialnej w czterech ćwiartkach płaszczyzny zespolonej, pozwala na wprowadzenie do regulatora wirtualnego pomiaru napięcia i niemal dowolne kształtowanie schematu zastępczego bloku (w stanie ustalonym) w schemacie systemu elektroenergetycznego. Zasada stosowania kompensacji prądowej jest znana od wielu lat [2].

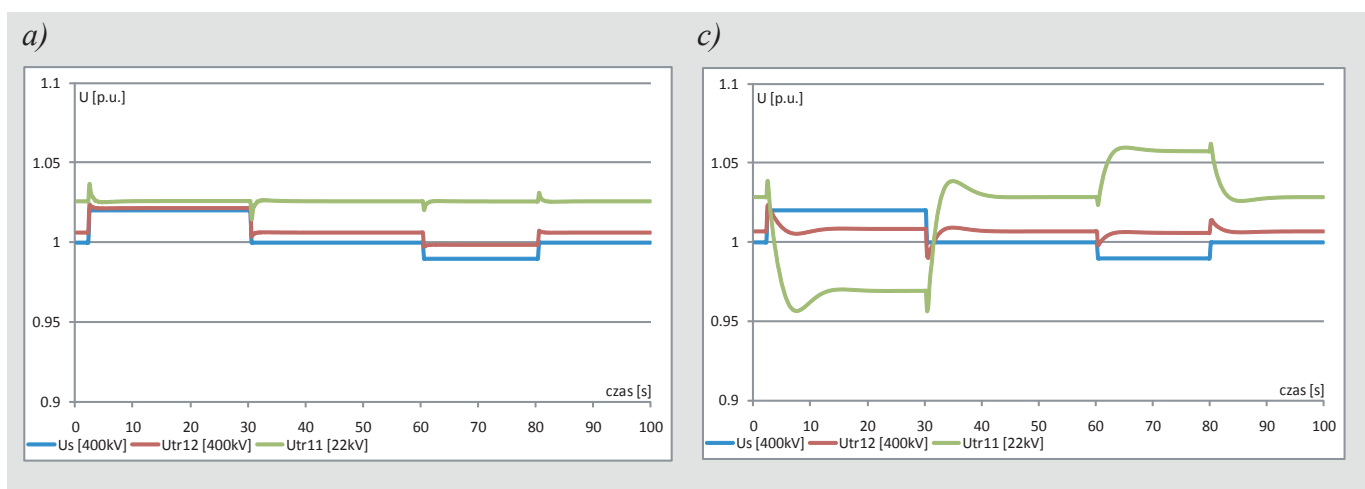
Na rys. 3 pokazano charakterystyki statyczne generatora bez kompensacji (a) oraz z kompensacją prądową ustawioną na $Z_k = 0,97 \times Z_{TB}$.



Rys. 3. Charakterystyki statyczne generatora: a) bez kompensacji prądowej, b) z kompensacją prądową, straty napięcia, ustawioną $Z_k = 0,97 \times Z_{TB}$

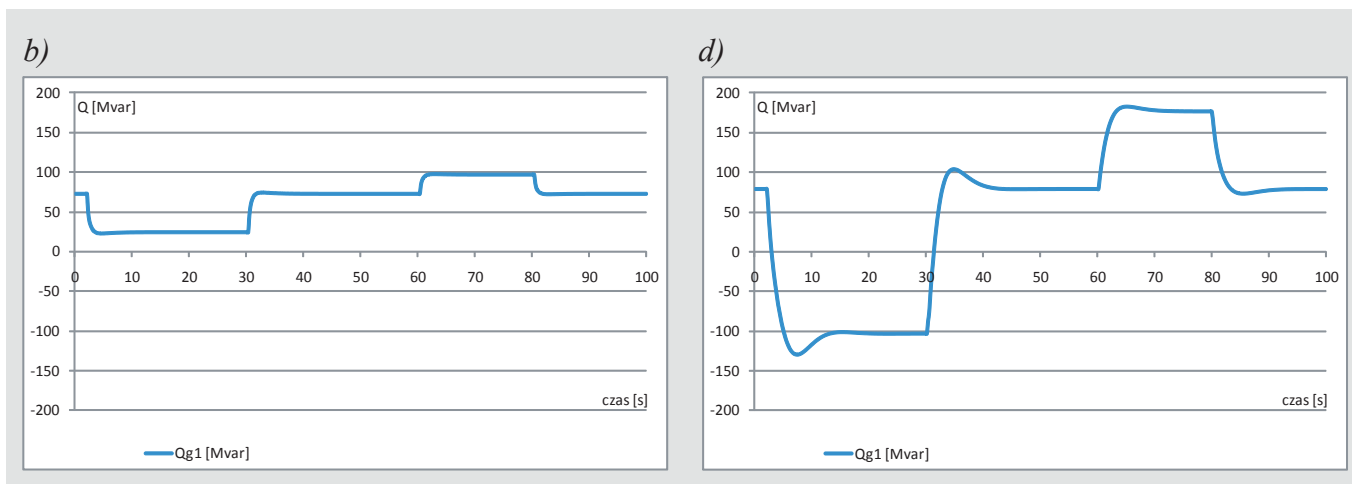
Zastosowanie kompensacji prądowej, jak pokazano na charakterystykach statycznych (rys. 3), utrzymuje wartość napięcia z reguły za transformatorem blokowym, a nie na zaciskach generatora. Sprawia, że układ regulacji grupowej ARNE przy zmianach napięcia oddziałuje mniejszą liczbę razy na zadajniki napięcia generatorów w celu utrzymania napięcia w systemie elektroenergetycznym. Na rys. 4 pokazano wpływ kompensacji prądowej na zmiany napięcia i mocy bierniej generatora przy zmianach napięcia w systemie elektroenergetycznym. Wprowadzonym do układu zakłóceniem jest zmiana napięcia w sieci o +2% w 3 s symulacji, następnie o -2% w 30 s oraz -1% w 60 s i +1% w 80 s. Na rysunkach 4a) i b) przedstawiono wyniki badań dla układu bez kompensacji prądowej, a na rysunkach 4c) i d) przedstawiono wyniki badań dla układu z kompensacją prądową. Kompensacja prądowa uwzględnia statyzm 3%, $R_k = (1 - 0,03)R_{TB}$, $X_k = (1 - 0,03)X_{TB}$.

Odpowiednie nastawienie kompensacji prądowej zapewnia równomierny rozdział mocy bierniej pomiędzy jednostki wytwórcze o jednakowej mocy znamionowej, pracujące na dany system lub sekcję szyn rozdzielni. Dla jednostek wytwórczych o różnych mocach znamionowych układ powinien zapewnić rozdział mocy bierniej proporcjonalny do ich mocy znamionowej, co można ustawić poprzez odpowiednią korekcję wartości Z_k . Zastosowanie kompensacji prądowej w tym przypadku pozwala na usunięcie tej funkcji z układu regulacji grupowej ARNE.



Rys. 4. Przebiegi napięcia i mocy bierniej: (a, b) bez kompensacji prądowej, (c, d) z kompensacją prądową, straty napięcia, ustawioną $Z_k = 0,97 \times Z_{TB}$





Rys. 4. Przebiegi napięcia i mocy biernej: (a, b) bez kompensacji prądowej, (c, d) z kompensacją prądową, straty napięcia, ustawioną $Z_k = 0,97 \times Z_{TB}$

Obecnie za rozkład generacji mocy biernej jest odpowiedzialny układ regulacji grupowej ARNE. Po włączeniu jednostki wytwórczej do układu zaczyna on zmieniać moc bierną generatora do takiej wartości, aby zlikwidować uchyb napięciowy poziomu napięcia wskazanego przez KDM i napięcia na systemie szyn, do którego jest przyłączony. Odbywa się to poprzez impulsowe sterowanie wyżej/niżej nastawnikiem elektronicznym regulatora napięcia generatora. Sterowanie to powoduje jednorazową zmianę mocy biernej o ok. 2 Mvar (wynika z dyskretyzacji sygnału i elementów wykonawczych). Układ regulacji grupowej ARNE wysyła sygnały impulsowe na zadajniki w odstępach czasu 5 s, niezależnie od wartości uchybu napięciowego. Załączenie kolejnego generatora do pracy równoległej powoduje, że najpierw wyrównuje się moc bierną na generatorach, a dopiero potem układ regulacji grupowej ARNE przechodzi do regulacji napięcia. Zarówno regulacja napięcia, jak i wyrównywanie mocy biernej generatorów przez układ ARNE odbywa się zawsze w ten sam sposób, tzn. przez sterowanie wyżej/niżej nastawnikiem regulatora generatora, a jednorazowa zmiana mocy biernej wynosi ok. 2 Mvar.

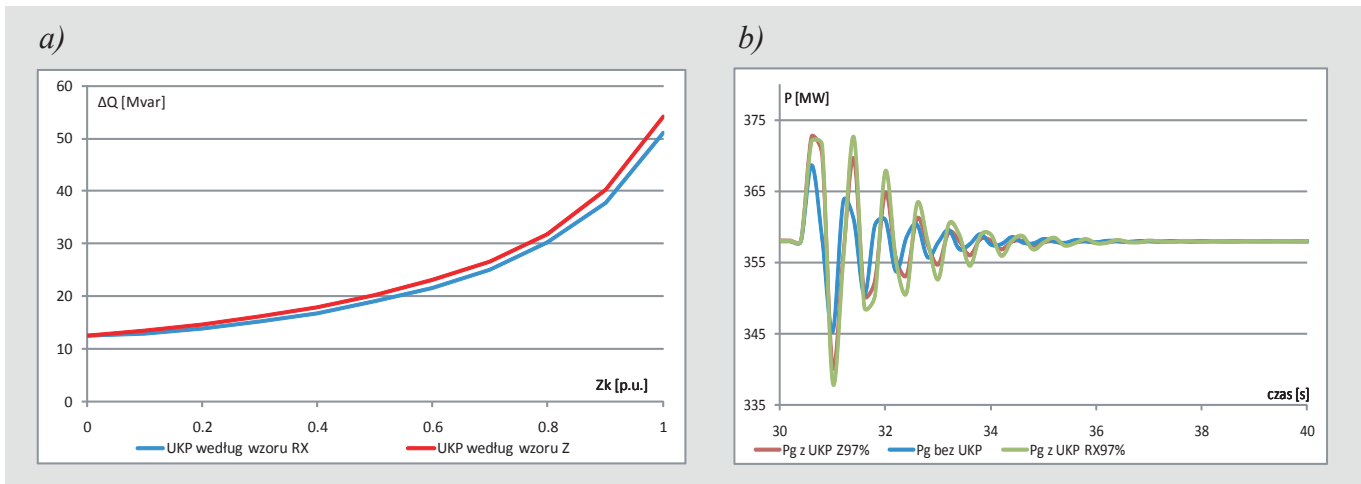
W przypadku zastosowania kompensacji prądowej, jak wspomniano wcześniej, równomierny rozdział mocy biernej pomiędzy jednostki wytwórcze zapewnia nastawiony statyzm. Ten rodzaj rozdziału i regulacji można uważać za szybki w porównaniu z oddziaływaniem układu regulacji grupowej ARNE.

Sposób sterowania zadajnikami napięcia przez układy regulacji grupowej ARNE wprowadza uchyb w rozdziale mocy biernej pomiędzy pracujące równolegle generatory. W obecnie spotykanych rozwiązaniach uchyb regulacji mocy biernej nie powinien przekraczać 2% mocy znamionowej. W przypadku zastosowania układów do kompensacji prądowej uchyb zależy od nastawienia kompensacji prądowej, dyskretyzacji sygnału i elementów wykonawczych. Z wyników badań wynika, że brak kompensacji prądowej powoduje małą zmienność napięcia na szynach bloku, co skutkuje dużą zmiennością napięcia w sieci. Brak kompensacji oznacza mniejszą wrażliwość generacji mocy biernej generatora na zmiany napięcia w sieci, a w związku z tym zmiany wartości zadanej napięcia powodują niewielkie zmiany generowanej mocy biernej.

Zastosowanie kompensacji prądowej i zmiana algorytmu działania układu regulacji grupowej ARNE pozwala na poprawę tych procesów regulacji. Ponadto wprowadzenie kompensacji prądowej poprawia warunki stabilności lokalnej bloków. Układ regulacji grupowej ARNE nie wpływa na stabilność lokalną. Ustawienie kompensacji prądowej i wzrost wrażliwości generatora na zmiany napięcia w sieci może powodować konieczność zmiany nastawień regulatora napięcia generatora i stabilizatora systemowego. Ze względu na złożoność zagadnień poruszone aspekty zostaną rozwinięte w kolejnych artykułach.

Na rys. 5a) pokazano wpływ rodzaju stosowanej kompensacji prądowej na wrażliwość zmiany mocy biernej generatora przy zmianach napięcia w sieci. Wyniki pokazano w funkcji zmiany mocy biernej odniesionej do wartości impedancji kompensowanej. Wartość impedancji kompensowanej Z_k zmienia się od 0 do Z_{TB} . Przyrost mocy biernej przy różnych wartościach Z_k był wyznaczany przy zmianie napięcia w sieci o 2 kV. Jak widać z przeprowadzonych badań, sposób sterowania zadajnikami napięcia regulatorów generatorów powinien zapewniać spełnienie wymaganej dokładności regulacji grupowej przy nastawieniu kompensacji prądowej regulatorów napięcia. Ustawienie kompensacji powyżej 60% spowoduje dwukrotne zwiększenie wrażliwości generatora na zmiany napięcia. Jednorazowa zmiana nastawnikiem regulatora generatora spowoduje zmianę mocy biernej o ok. 4 Mvar.

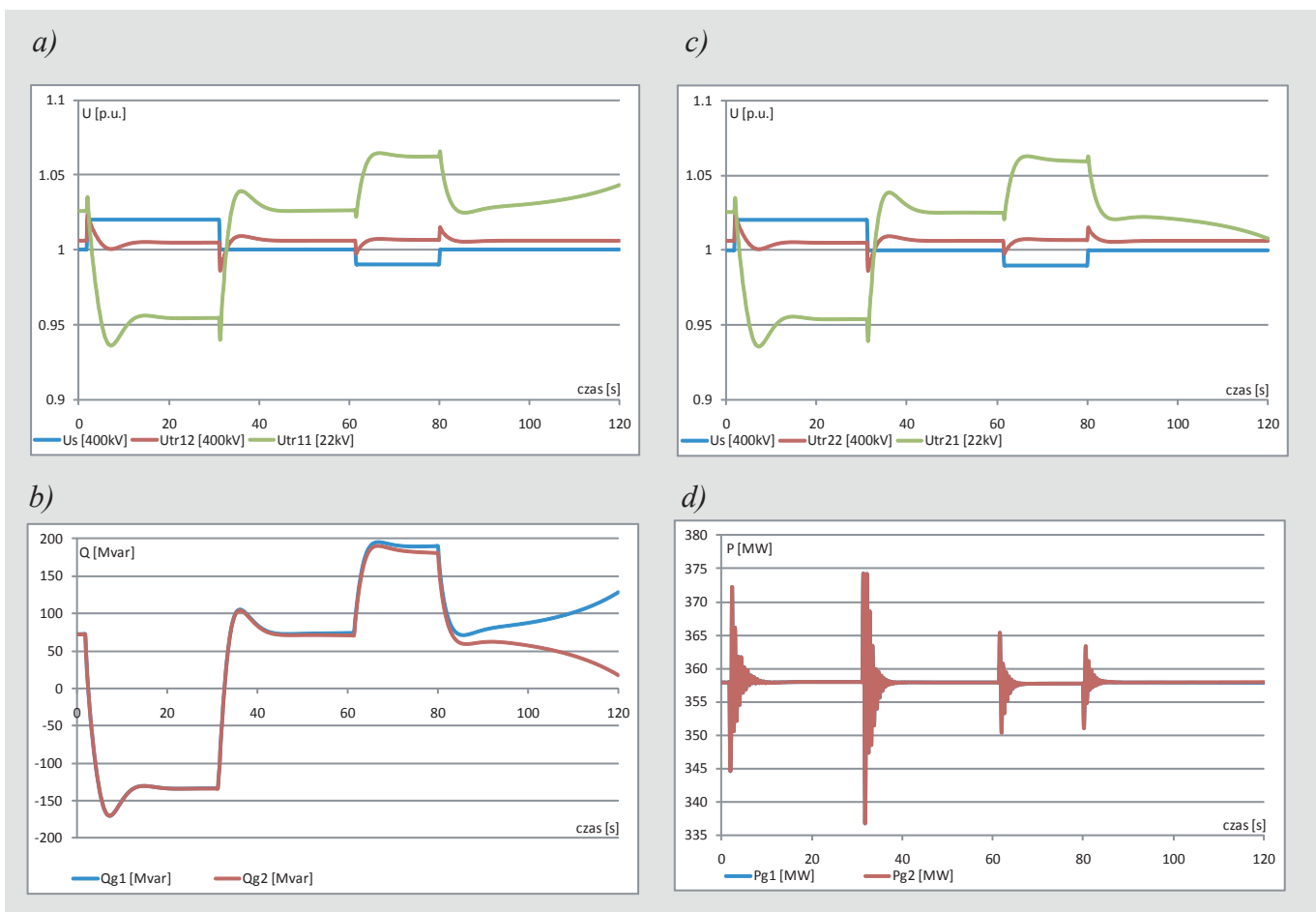
Wprowadzenie kompensacji prądowej z ustawieniem 3% statyzmu [8] może wymagać w niektórych elektrowniach wymiany nastawników napięcia. Wprowadzanie kompensacji prądowej powinno być realizowane stopniowo w każdej elektrowni.



Rys. 5. Wrażliwość zmian mocy biernej generatora. Przebiegi mocy czynnej generatora: bez kompensacji prądowej, z kompensacją prądową typu Z i RX

Jak widać na rys. 5a), zastosowanie kompensacji prądowej według wzoru $w. Z$ lub $w. RX$ nie ma znaczącego wpływu na wrażliwość zmian mocy biernej generatora. Jednak w zależności od rodzaju stosowanej kompensacji można zaobserwować różnice w przebiegach mocy czynnej generatora (rys. 5b). Wprowadzonym zakłóceniem w tym przypadku jest zmiana wartości napięcia w sieci o -2% .

Na rys. 6 przedstawiono przebiegi napięcia, mocy czynnej i mocy biernej dwóch równolegle pracujących generatorów.



Rys. 6. Przebiegi napięcia i mocy biernej z kompensacją prądową, spadku napięcia, ustawioną $Z_k = 1,03 \times Z_{TB}$



Dla obu generatorów kompensacja prądowa spadku napięcia została ustawiona na $Z_k = 1,03 \times Z_{TB}$. Jak widać, wprowadzone zakłócenie powoduje utratę stabilności generatorów.

W zastosowanej kompensacji prądowej od straty napięcia układ, przy tych samych zakłóceniach, traci stabilność przy pełnym skompensowaniu transformatora.

4. WNIOSKI

Układy kompensacji prądowej w układach regulacji generatorów powinny być nastawione na niezerowe wartości rezystancji i reaktancji. Pozwala to na pełniejsze wykorzystanie zdolności regulacyjnych generatora przy zmianach napięcia w sieci elektroenergetycznej. Załączenie układów kompensacji prądowej poprawia także stabilność statyczną generatorów i prowadzi do wzrostu wrażliwości generatora na zmiany napięcia w KSE.

W stanach, w których występują niskie napięcia w KSE, generatory bez uruchomionych układów kompensacji prądowej znacznie wolniej dociążają się mocą bierną, a to skutkuje pogorszeniem warunków napięciowych w KSE.

BIBLIOGRAFIA

1. Model układów wzbudzenia i regulacji napięcia. Struktury układów wzbudzenia. Struktury regulatorów napięcia w KSE, PBZ-MEiN-1/2/2006, „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”
2. Hellman W., Szczerba Z., Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym, WNT, Warszawa 1978.
3. Lubośny Z., Małkowski R., Pochyluk R., Siodelski A., Szczerba Z., Wrycza M., Zajczyk R., Hierarchiczny wielopoziomowy układ sterowania poziomami napięć i rozptyłem mocy biernej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zadanie nr 1: Struktura oraz zasady sterowania poziomami napięć i rozptyłem mocy biernej, Projekt celowy 8T10B051 98C/99, Katedra Systemów Elektroenergetycznych PG, Gdańsk, czerwiec 2001.
4. Zajczyk R., Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów niestabilnych i procesów regulacyjnych, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2003.
5. R. Zajczyk i inni, Zintegrowane modele matematyczne dla analiz technicznych różnych stanów systemu elektroenergetycznego, PBZ „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, 2008.
6. Szczerba Z., Automatyczna regulacja napięcia i mocy biernej bloków wytwórczych, XIV Międzynarodowa Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE '09, Jurata 2009.
7. Komunikat PSE-Operator S.A. w sprawie raportu końcowego z badania awarii napięciowej w dniu 26 czerwca 2006 roku oraz programu działań podejmowanych dla zapobieżenia stanom zagrożenia w przyszłości.
8. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej; Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, wersja 1.2; Warszawa, 17 marca 2006.
9. Praca badawczo-rozwojowa: Analiza stanu obecnego i opracowanie zmian w układach regulacji napięcia i mocy biernej w elektrowniach, stacjach sieci przesyłowej i w sieciach rozdzielczych w celu zmniejszenia ryzyka powstania awarii napięciowych w systemie elektroenergetycznym. Etap II, wykonana dla PSE-Operator S.A.

