

Symulacyjna analiza utraty stabilności systemu elektroenergetycznego przy ograniczonej zdolności regulacji mocy biernej

Symulacyjna analiza utraty stabilności systemu elektroenergetycznego przy ograniczonej zdolności regulacji mocy biernej

Zbigniew Lubośny – Politechnika Gdańska
Wojciech Lubośny – Instytut Energetyki o Gdańsk

Streszczenie

W referacie, na modelu dynamicznym przykładowego systemu elektroenergetycznego przedstawiono proces utraty stabilności prowadzący do black-out'u. Pokazano wpływ ograniczników dopuszczalnych stanów pracy inwertera źródła PV na system elektroenergetyczny i możliwość, przy współistnieniu innych czynników, inicjowania zdarzeń i działań naruszających stabilność systemu.

1. Wstęp

Black-out'y w systemach elektroenergetycznych zdarzały się gdy źródłami energii były praktycznie tylko generatory synchroniczne. Obecnie jednak uwaga środowiska elektroenergetyków w dużym stopniu koncentruje się na wpływie odnawialnych źródeł energii (OZE) na stabilność systemów. Dostępne publikacje wskazują na zmniejszanie się zapasu stabilności w systemach elektroenergetycznych w miarę wzrostu nasycenia systemów źródłami tego typu [1, 2, 3].

W raporcie odnoszącym się do black-out'u na Półwyspie Iberyjskim [4] wskazuje się następujące czynniki związane z wystąpieniem (prowadzące do) black-out'u:

- Niskie zapotrzebowanie na energię elektryczną (poniedziałek Wielkanocy 28.04.2025 r.) skutkujące wysokimi poziomami napięć w systemie elektroenergetycznym.
- Słabe powiązanie systemu elektroenergetycznego Hiszpanii z systemem Francji.
- Problemy z regulacją napięcia w jednym z klasycznych źródeł energii.
- Zbędne wyłączenia różnych źródeł energii spowodowane zbyt niskimi nastawami zabezpieczeń nadnapięciowych oraz niewłaściwym działaniem automatyki (wyłączenia transformatorów łączących źródła energii z siecią – prowadzące do ubytku mocy generowanej).

Referat podejmuje próbę pokazania procesu utraty stabilności przez przykładowy system elektroenergetyczny, a w tym wpływ ogranicznika stanu pracy źródła energii na potencjalną zdolność do wytworzenia warunków sprzyjających tej utracie. Referat stanowi rozwinięcie rozważań przedstawionych w publikacji [5].

2. Obszar dopuszczalnych stanów pracy

Źródła PV i wiatrowe to źródła niespokojne, których moc czynna generowana zmienia się w czasie w dość szerokim zakresie [5, 7]. Punkt pracy takiego źródła energii zależy od wartości generowanej mocy czynnej i biernej. Wartość generowanej mocy biernej zależy od trybu pracy źródła: praca w trybie regulacji mocy biernej, współczynnika mocy lub napięcia. Wartość osiągalnej mocy biernej wynika z obszaru dopuszczalnych stanów pracy. Przykład obszaru dopuszczalnych stanów pracy inwertera źródła PV przedstawia rys. 1.

Wzrost nasłonecznienia przekłada się na wzrost generowanej mocy czynnej. Wówczas, w przypadku źródeł PV (rys. 1):

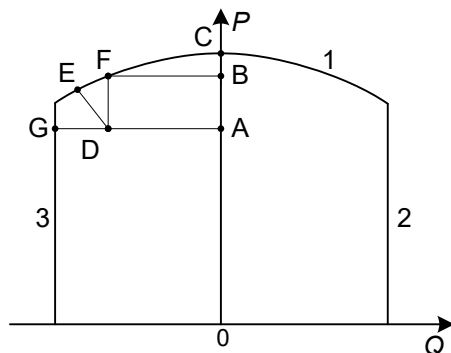
Pracujących w trybie regulacji mocy biernej z zadaną zerową mocą bierną ($Q_{ref} = 0$) punkt pracy przesuwają się przykładowo z pkt. A do pkt. B lub wyżej do pkt. C. Wzrost mocy czynnej wprowadzanej do węzła systemu elektroenergetycznego skutkuje wzrostem napięcia w węźle przyłączenia źródła (PCC) oraz w jego otoczeniu (w sąsiednich węzłach).

Pracujących w trybie regulacji mocy biernej z zadaną niezerową mocą bierną ($Q_{ref} = Q_D < 0$) punkt pracy przesuwają się z pkt. D do punktu na odcinku D-F (lokalizacja zależy od wartości wzrostu generowanej mocy czynnej), a w przypadku dalszego wzrostu generacji mocy czynnej lokuje się na krzywej pomiędzy punktami F-C (na ograniczeniu charakterystyki). Praca na ograniczeniu charakterystyki, tj. pomiędzy punktami F i C, związana jest ze zmniejszaniem się poboru mocy biernej, co potęguje wzrost napięcia w PCC. Ze wzrostem napięcia w PCC i węzłach sąsiednich mamy również do czynienia w przypadku przesuwania się punktu pracy z D do F.

Pracujących w trybie regulacji napięcia (U_{ref}) wzrost napięcia w PCC będący wynikiem wzrostu generowanej mocy czynnej kompensowany jest wzrostem poboru mocy biernej. Punkt pracy źródła PV przesuwają się wówczas z pkt. D w kierunku pkt. E. Po osiągnięciu ograniczenia (pkt. E) regulator źródła przechodzi w tryb regulacji mocy na ograniczeniu, tj. w przypadku dalszego wzrostu generacji mocy czynnej punkt pracy przemieszcza się po krzywej E-F-C. A to oznacza wzrost napięcia powyżej napięcia zadanego.

Pracujących w trybie regulacji napięcia (U_{ref}) jeżeli następuje zmiana wartości zadanej napięcia w kierunku jego zmniejszenia to punkt pracy, przy niezmiennionej generacji mocy czynnej przesuwają się w lewo po odcinku D-G. Po osiągnięciu pkt. G regulator źródła przechodzi w tryb regulacji mocy biernej, a napięcie w PCC staje się wyższe niż zadane. Równoczesny wzrost generowanej mocy czynnej powoduje przesuwanie się punktu pracy źródła po krzywej G-E-F-C, co wiąże się ze wzrostem napięcia w PCC.

Powyższe oznacza, że w przypadku generacji mocy czynnej znamionowej (pkt. C) inwertery tych źródeł przestają być źródłami mocy biernej, a napięcie w sieci wzrasta. Regulacja napięcia w PCC może być wówczas realizowana przez wykorzystanie kompensatorów mocy biernej parków energii jak dławiki, baterie kondensatorów lub kompensatory energoelektroniczne (jeżeli występują w danym obiekcie).



Rys. 1. Przykładowy obszar dopuszczalnych stanów pracy inwertera źródła PV; ograniczenie ze względu na: 1 – moc czynną P_{max} , 2, 3 – moc bierną Q_{max} , Q_{min} . [5]

Ubytek mocy biernej pobieranej prowadzi do wzrostu napięcia w sieci elektroenergetycznej. To prowadzi do wzrostu mocy pobieranej przez kompensatory statyczne (jeżeli są załączone i tylko w pewnym stopniu) oraz wymusza zwiększenie poboru mocy biernej przez źródła klasyczne. A to równocześnie przesuwa ich punkt pracy w kierunku granicy stabilności (zmniejsza tłumienie kołysań elektromechanicznych).

Konsekwencją wzrostu napięcia w sieci może być zadziałanie zabezpieczeń nadnapięciowych co prowadzi do ubytku mocy czynnej. Ubytek mocy czynnej, skompensowany musi być przez źródła klasyczne. Jest to możliwe gdy występuje odpowiedni zapas mocy. W przypadku ograniczonych możliwości kompensacji tego ubytku (regulatory turbin są jednak dość wolne), dużego niezbalansowania mocy możliwy jest stan szybkiego i dużego spadku częstotliwości, następnie black-out'u.

Proces tego typu prezentowany jest poniżej.

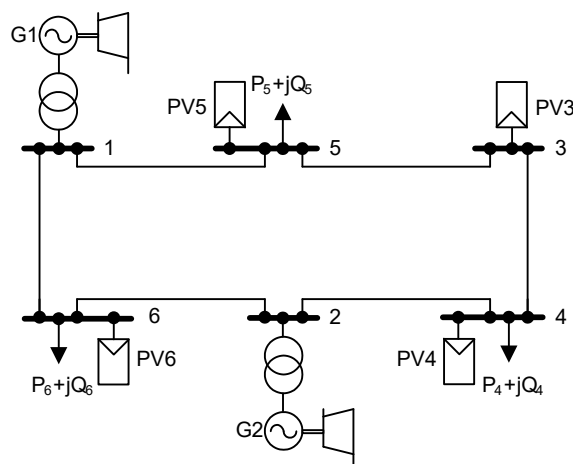
3. Stan początkowy

Rozważmy system elektroenergetyczny 6-węzłowy, jak na rys. 2. Do węzłów 1 i 2 przyłączone są klasyczne bloki wytwórcze z generatorami synchronicznymi i turbinami parowymi o mocach znamionowych równych odpowiednio: $S_{n1} = 150$ MVA i $S_{n2} = 426$ MVA. Do węzłów od 3 do 6 przyłączone są źródła PV o mocach znamionowych równych odpowiednio: $S_{n3} = 220$ MVA, $S_{n4} = S_{n5} = S_{n6} = 20$ MVA. Węzły 4, 5 i 6 to równocześnie węzły odbiorcze.

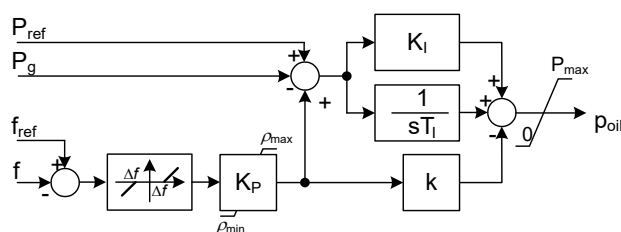
Modelowany system elektroenergetyczny tworzą:

- Linie elektroenergetyczne 400 kV jednotorowe o parametrach: $R' = 0,028 \Omega/\text{km}$, $X' = 0,312 \Omega/\text{km}$, $B' = 3,52 \mu\text{S}/\text{km}$ i długościach równych odpowiednio: $l_{15} = 100$ km, $l_{16} = 110$ km, $l_{24} = 120$ km, $l_{26} = 130$ km, $l_{34} = 140$ km i $l_{35} = 150$ km.
- Bloki wytwórcze klasyczne składające się z: generatora synchronicznego TWW150 (węzeł 1) i GTHW 360 (węzeł 2), transformatora blokowego, układu wzbudzenia i regulacji napięcia typu IEEE ST1, turbiny parowej trójstopniowej z przegrzewaczem międzystopniowym oraz regulatora turbiny (rys. 3). Ograniczenie dolne mocy czynnej każdego bloku wytwórczego jest równe $P_{min} = 0,4$ jw, a górne $P_{max} = 1,1$ jw.
- Źródła PV jako bezinercyjne źródła prądowe (źródła typu GFL) modelowane z ogranicznikiem stanu pracy jak na rys. 1, z ograniczeniem: $Q_{max} = 0,6$ jw, $Q_{min} = -0,6$ jw.

- Odbiory oraz statyczne układy kompensacji mocy biernej (w węzłach 4, 5, 6) modelowane jako stałe impedancje.



Rys. 2. Struktura modelowanego systemu



Rys. 3. Model matematyczny regulatora turbiny parowej ($K_I = 1$, $T_I = 6$ s, $\Delta f = 0,0002$ jw, $K_P = 20$, $\rho_{max} = 0,05$, $\rho_{min} = -1$, $k = 1$, $P_{max} = 1,1$)

Początkowy stan pracy systemu jest następujący:

- Obciążenie generatorów synchronicznych jest równe¹: $\underline{S}_{G1} = (0,55 + j0,15)$ jw, $\underline{S}_{G2} = (0,43 - j0,02)$ jw., co odpowiada mocy: $\underline{S}_{G1} = (82,5 + j22,5)$ MVA, $\underline{S}_{G2} = (183,2 - j8,5)$ MVA.
- Źródła PV wprowadzają do węzłów systemu moce równe: $\underline{S}_{w3} = (200 - j22,2)$ MVA, $\underline{S}_{w4} = \underline{S}_{w5} = \underline{S}_{w6} = (10 + j0)$ MVA. Moc bierna pobierana (wartość ujemna) przez źródło PV w węźle 3 wynika z potrzeby utrzymania zadanego napięcia w tym węźle.
- Odbiory razem z kompensatorami statycznymi pobierają moce równe: $\underline{S}_{w4} = (166,1 + j154,7)$ MVA, $\underline{S}_{w5} = (165,8 + j155)$ MVA, $\underline{S}_{w6} = (165,6 + j155)$ MVA.
- Napięcia na szynach generatorów i węzłach systemu są równe: $U_{g1} = 1,028$ jw, $U_{g2} = 1,00$ jw, $U_{w3} = 1,061$ jw, $U_{w4} = 1,051$ jw, $U_{w5} = 1,052$ jw, $U_{w6} = 1,051$ jw.

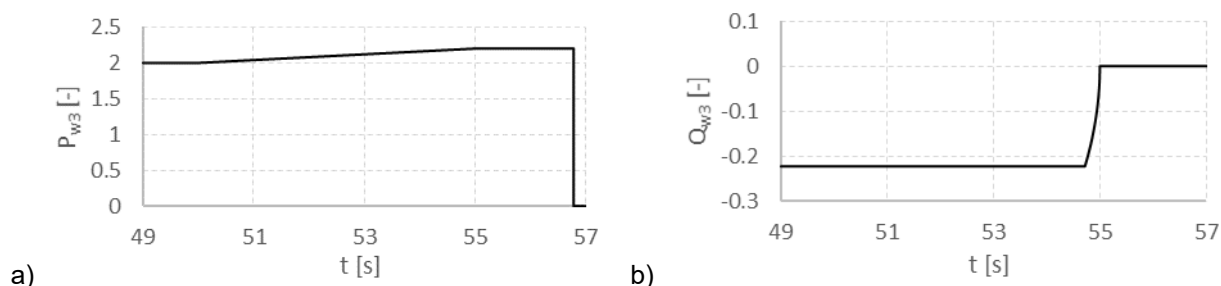
W systemie tym generacja mocy biernej pojemnościowej przez linie elektroenergetyczne jest równa około 450 Mvar co wynika z sumarycznej długości linii 400 kV równej 750 km i wysokiego poziomu napięcia. Konsekwencją tego jest konieczność poboru dość dużej mocy biernej przez odbiory, statyczne kompensatory mocy biernej (w modelu jest to część mocy biernej pobieranej w węzłach odbiorczych) oraz klasyczne źródła energii (generatory synchroniczne).

Powyższy stan pracy systemu elektroenergetycznego, w sensie struktury wytwarzania mocy można określić jako dość typowy dla współczesnych systemów charakteryzujących się dużym nasyceniem źródeł OZE, pracujących w okresie dużego nasłonecznienia w dni wolne od pracy (małe obciążenie systemu). Sumaryczna moc czynna generowana przez źródła PV (230 MW) jest tu zbliżona do mocy generowanej przez źródła klasyczne (265,7 MW). Generacja mocy biernej przez linie elektroenergetyczne jest z kolei zbliżona do mocy biernej pobieranej w węzłach odbiorczych (465 Mvar).

¹ W stosunku do mocy biernej stosowana jest następująca konwencja źródeł i odbiorów: W przypadku źródeł energii moc bierna ujemna oznacza moc pobieraną z systemu. W przypadku odbiorów moc bierna pobierana z systemu określona jest liczbą dodatnią.

4. Przebieg zdarzenia

Założmy, że w rozważanym systemie w chwili $t = 50$ s (pkt. D na rys. 1) rozpoczął się liniowy wzrost mocy czynnej P_{w3} wprowadzanej do systemu przez źródło PV w węźle 3, pracującej w trybie regulacji mocy biernej ($Q_{w3} = -22$ Mvar). Wzrost generowanej mocy czynnej źródła z poziomu 200 MW do poziomu 220 MW, tj. do mocy znamionowej źródła trwa 5 s, tj. do chwili $t = 55$ s (rys. 4a). Zmiana mocy czynnej P_{w3} źródła do chwili $t = 54,72$ s nie powoduje zmiany jego mocy biernej Q_{w3} . W tym czasie punkt pracy źródła przesuwa się od pkt. D do pkt. F (rys. 1). Moc pozorna wprowadzana przez źródło do systemu jest wówczas mniejsza od jego mocy znamionowej, równej $S_{n3} = 220$ MVA (rys. 4b). W chwili $t = 54,72$ s punkt pracy źródła osiąga granicę dopuszczalnych stanów pracy (pkt. F na rys. 1). Od tej chwili, dalszy wzrost generowanej mocy czynnej P_{w3} skutkuje ograniczaniem pobieranej z systemu mocy biernej Q_{w3} . Punkt pracy przesuwa się wówczas od pkt. F do pkt. C (rys. 1). Na rysunku 4b ilustruje to krzywa w przedziale czasu $t = (54,72 \div 55)$ s. Od chwili $t = 55$ s źródło w węźle 3 generuje moc czynną równą $P_{w3} = S_{n3} = 220$ MW i moc bierną równą $Q_{w3} = 0$ Mvar. Osiągnięty zostaje pkt. C (rys. 1).



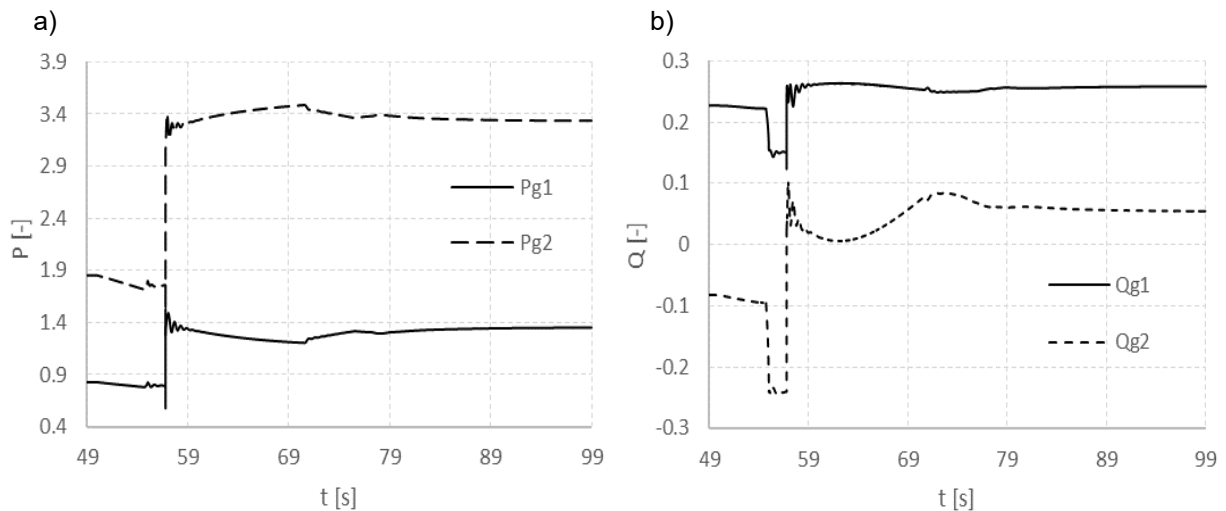
Rys. 4. Zmiana generowanej mocy czynnej w węźle 3 i wynikająca z tego zmiana mocy biernej (moce wyrażone w jednostkach względnych, odniesione do $S_{base} = 100$ MVA).

Sekwencję zdarzeń opisuje tabela 1. Wzrost wprowadzanej do systemu mocy czynnej skutkuje niewielkim wzrostem częstotliwości (rys. 7). W przedziale czasu $t = (50 \div 54,72)$ s układy regulacji turbin obu źródeł klasycznych, w reakcji na ten wzrost częstotliwości, zmniejszają generowane moce czynne (rys. 5a). Moc czynna źródła G2 zbliża się do minimum technicznego równego $P_{min} = 0,4$ jw. Moce bierne pobierane przez te źródła ulegają niewielkiej zmianie (rys. 5b) w reakcji na wzrost napięcia w węzłach sieci, powodowany wprowadzaniem dodatkowej mocy czynnej.

Czas t [s]	Zdarzenie
50,00	Rozpoczęcie liniowego wzrostu mocy P_{w3} generowanej przez źródło PV w węźle 3 (rys. 4a). Moc bierna Q_{w3} utrzymywana na stałym poziomie.
54,72	Rozpoczęcie procesu ograniczania wartości generowanej mocy biernej Q_{w3} przez ogranicznik źródła (rys. 4b)
54,91	Pobudzenie zabezpieczenia nadnapięciowego w węźle 3 ($U_r = 1,06$ jw, $\Delta T = 1,8$ s)
55,00	Osiągnięcie przez źródło PV w węźle 3 mocy czynnej znamionowej $P_{w3} = S_{n3} = 220$ MW (rys. 4a) i tym samym sprowadzenie mocy biernej do zera, tj. $Q_{w3} = 0$ (rys. 4b)
56,79	Wyłączenie źródła PV w węźle 3 przez zabezpieczenie nadnapięciowe. Utrata 220 MW w systemie (rys. 4a)
57,91	Pobudzenie zabezpieczenia podczęstotliwościowego ($f_r = 0,95$ jw, $\Delta T = 10$ s), rys. 7
67,86	Wyłączenie (potencjalne) generatorów G1 i G2. Rysunki pokazują proces dla przypadku niezadziałania zabezpieczenia podczęstotliwościowego.

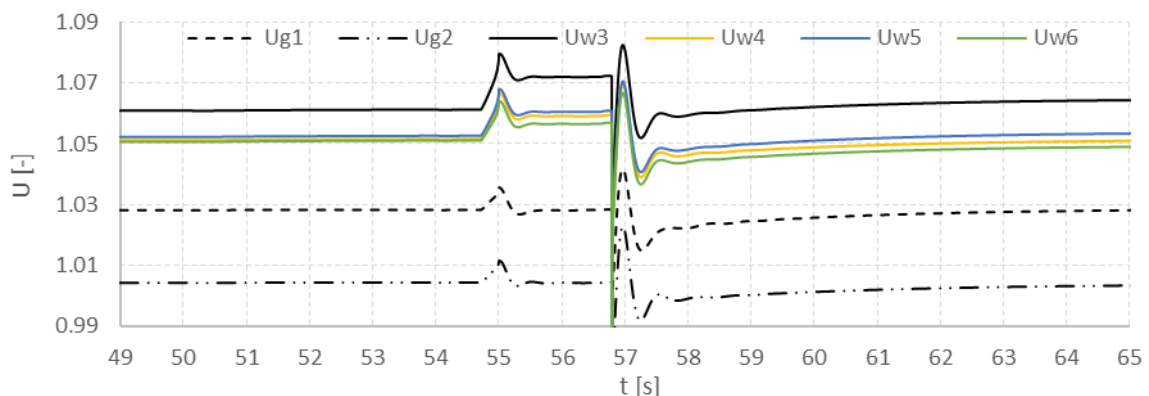
Tabela 1. Sekwencja zdarzeń

Od chwili $t = 54,72$ s w reakcji na zmianę mocy biernej pobieranej w węźle 3, co skutkuje większą zmianą napięć w węzłach sieci, generatory G1 i G2 zwiększają pobór mocy biernych, kompensując ubytek mocy biernej w systemie (rys. 5b). Na rysunku 5b widoczne jest to w postaci zmniejszenia wartości generowanej mocy biernej. W obszarze dopuszczalnych stanów pracy (P-Q) oznacza przesunięcie punktu pracy generatorów w lewo w kierunku mocy pojemnościowych.



Rys. 5. Przebieg mocy czynnej i biernej generatorów synchronicznych (moce wyrażone w jednostkach względnych, odniesione do $S_{base} = 100 \text{ MVA}$)

Zmniejszanie poboru mocy biernej w węźle 3 od chwili $t = 54,72 \text{ s}$ skutkuje równocześnie wzrostem napięć w węzłach systemu, co ilustruje rys. 6. Wzrost napięcia w węźle 3 do wartości progu zadziałania zabezpieczenia nadnapięciowego $U_r = 1,07 \text{ jw}$ powoduje pobudzenie tego zabezpieczenia w chwili $t = 54,91 \text{ s}$. Ponieważ napięcie w węźle 3 utrzymuje się powyżej wartości rozruchowej zabezpieczenia odpowiednio długo, po czasie zwłoki działania zabezpieczenia, tj. $\Delta T = 1,8 \text{ s}$ (plus $0,1 \text{ s}$ jako czas własny wyłącznika), w chwili $t = 56,79 \text{ s}$ następuje wyłączenie źródła PV w węźle 3 i tym samym utrata w systemie mocy czynnej równa 220 MW (rys. 4a).



Rys. 6. Przebieg napięć w rozważanym systemie

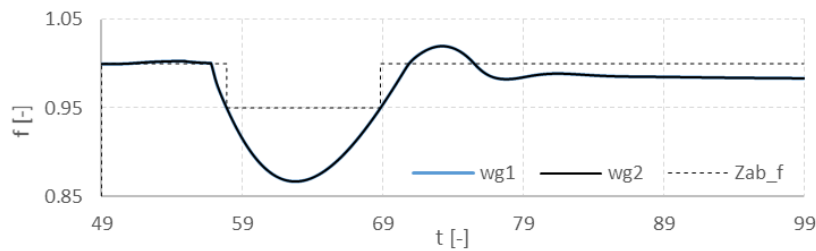
Utrata w rozważanym systemie elektroenergetycznym 220 MW mocy generowanej prowadzi do szybkiego zmniejszania się częstotliwości (rys. 7). W chwili $t = 57,91 \text{ s}$ następuje pobudzenie zabezpieczenia podczęstotliwościowego w wyniku spadku częstotliwości do poziomu $f_r = 47,5 \text{ Hz}$ ($0,95 \text{ jw}$). W reakcji na spadek częstotliwości regulatory turbin zwiększają moc czynną wprowadzaną przez źródła klasyczne. Widoczna na rysunku 5a zmiana mocy czynnej źródeł jest szybka, natomiast zmiana mocy czynnej na walach turbin z poziomu sprzed wyłączenia źródła PV w węźle 3 do mocy wymaganej w rozważanym systemie trwa około 16 s , co wynika głównie ze stałej czasowej przegrzewacza międzystopniowego turbin równej 8 s .

Zwłoka czasowa zabezpieczenia podczęstotliwościowego typowo jest nastawiona jako równa $\Delta T = 10 \text{ s}$. W przypadku gdy częstotliwość utrzymuje się poniżej $47,5 \text{ Hz}$ przez taki czas zabezpieczenie wysyła sygnał na wyłączenie bloku. W modelowanym przypadku (rys. 7) częstotliwość utrzymuje się poniżej $47,5 \text{ Hz}$ przez $10,95 \text{ s}$. Oznacza to, że zabezpieczenia obu bloków w chwili $t = 67,86 \text{ s}$ wysłałyby sygnały na wyłączenie bloków co w rozważanym systemie spowodowałoby black-out. W rozważanym przykładzie nie symulowano jednak wyłączenia bloków klasycznych przez zabezpieczenia podczęstotliwościowe.

Jak wynika z przebiegu częstotliwości (rys. 7) zapas mocy w jednostkach klasycznych jest na tyle duży, że rozważany system mógłby utrzymać się w pracy.

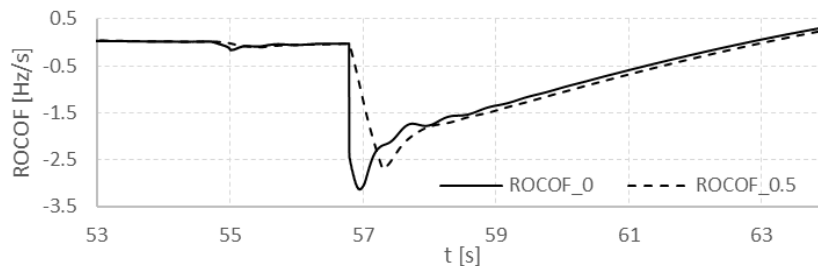
Uwagę może zwrócić przebieg wartości generowanych mocy czynnych generatorów synchronicznych około 70-tej sekundy prezentowanego przebiegu (rys. 5). Wyjaśnienie jest następujące. Widoczna jest tu

zmiana odpowiedzi układu regulacji mocy czynnej turbin, a wynika z faktu osiągnięcia przez sygnały w regulatorach turbin, w torze regulacji częstotliwości ograniczenia wyznaczonego przez wartość $\rho_{\max} = 0,05$ (rys. 3).



Rys. 7. Przebieg prędkości kątowej generatorów

Ponieważ w ogólności rozważane są również zabezpieczenia wykorzystujące jako wielkość kryterialną prędkość zmian częstotliwości (ROCOF), a z drugiej strony wymaga się aby jednostki wytwórcze nie ulegały wyłączeniu gdy $|\text{ROCOF}| \leq 2,5$ Hz/s, na rys. 8 przedstawiono przebiegi ROCOF dla dwóch sposobów obliczania tej wielkości. Krzywa ciągła pokazuje wartości obliczane w oparciu o dwie kolejne próbki częstotliwości mierzone bez opóźnienia z krokiem 0,0001 s. Krzywa przerywana przedstawia wynik pomiaru ROCOF w przesuwającym się oknie pomiarowym o długości 0,5 s. Widać tu, że w przypadku stosowania zabezpieczenia tego typu z nastawieniem równym -2,5 Hz/s zabezpieczenie to pobudziłoby się i potencjalnie, co zależy od nastawionej zwłoki czasowej, zadziałałoby na wyłączenia bloków.



Rys. 8. Zmienność ROCOF w rozważanym procesie

5. Podsumowanie

W referacie przedstawiono przykładowy proces utraty stabilności przez system elektroenergetyczny wynikający z ograniczeń dopuszczalnych stanów pracy inwertera źródła PV. W prezentowanym przykładzie czynnikiem inicjującym utratę stabilności jest błędne (zbyt niskie) nastawienie zabezpieczenia nadnapięciowego. W systemie rzeczywistym można się jednak spodziewać zdarzeń o zbliżonym charakterze i przebiegu nawet w przypadku poprawnych nastawień automatyki zabezpieczeniowej nadnapięciowej. Wynika to wprost z istotnego wpływu mocy biernej wprowadzanej do węzłów systemu elektroenergetycznego na poziomy napięcie.

Istotna jest tu również konstatacja, że reakcja klasycznych źródeł energii na ubytek mocy w systemie może być zbyt wolna aby uchronić system przed blackout'em.

Prostym zaleceniem w rozważanym przypadku byłoby utrzymywanie w pracy szybkich źródeł mocy biernej, w tym w części, pracujących w trybie regulacji napięcia.

Literatura

- [1] Bernd M. Buchholtz, Zbigniew A. Styczyński: Smart Grids. Fundamentals and Technologies in Electric Power Systems of the Future. Springer Verlag GmbH Germany, 2020, ISBN 978-3-662-60929-3.
- [2] After the Italian Nation-Wide Black-out on 28 September 2003, Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Press Release 29th September 2003.
- [3] Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. Union for the Coordination of Transmission of Electricity, Press Release 3th October 2025, <http://www.ucte.org>.

- [4] Final Report. System disturbance on 4th November 2006, Union for the Coordination of Transmission of Electricity, <http://www.ucte.org>.
- [5] Zbigniew Lubośny, Wojciech Lubośny: Black-out w systemie elektroenergetycznym nasyconym OZE. Przegląd elektrotechniczny 2026.
- [6] Jan Machowski, Zbigniew Lubośny, Janusz W. Białek, Jim R. Bumby: Power System Dynamics, Stability and Control. John Wiley & Sons Ltd, 2020, ISBN 978-11-1952-634-6.
- [7] Jan Machowski: Regulacja systemu elektroenergetycznego. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2017, ISBN 978-83-7814-672-8.
- [8] NC RfG, ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L112/1.