

doi:10.15199/48.2019.02.02

Algorytmy samoczynnego częstotliwościowego odciążania w świetle obowiązujących rozporządzeń Komisji Europejskiej

Streszczenie. W celu zachowania niezawodności zasilania odbiorców, w systemie elektroenergetycznym należy zachować odpowiedni poziom częstotliwości. Zgodnie z nowym rozporządzeniem Komisji Europejskiej wszystkie obszary synchroniczne Europy powinny sprostać wspólnym wymaganiom dotyczącym automatyki SCO. Oprócz analizy nowego aktu prawnego pod kątem automatyki SCO przedstawione zostały algorytmy odciążania odbiorów wykorzystywane w celu stabilizacji częstotliwości w systemie elektroenergetycznym.

Abstract. In order to maintain the reliability of the power supply to consumers, the appropriate level of frequency should be maintained in the power system. According to the new European Commission Regulation, all synchronous areas in Europe should meet common requirements regarding UFLS automation. In addition to the analysis of the new legal act in terms of UFLS automatic, the receiver disconnection algorithms used to stabilize the frequency in the power system have been presented. Algorithms used to stabilize the frequency in the power system according to new European Commission Regulation

Słowa kluczowe: automatyka SCO, algorytmy odłączania odbiorców,

Keywords: UFLS automation, receiver disconnection algorithms,

Wstęp

Niezawodne i stabilne działanie systemu elektroenergetycznego odnosi się zarówno do ciągłości zasilania odbiorców, jak i do jakości energii elektrycznej, którą odbiorcy są zasilani. Jednym z elementów określających jakość energii elektrycznej jest częstotliwość sieciowa. W idealnym przypadku wartość częstotliwości sieciowej w polskim systemie elektroenergetycznym to 50 Hz, należy jednak zwrócić uwagę również na te sytuacje, gdy częstotliwość ta odbiega od swojej wartości znamionowej. W przypadku zaistnienia znaczących różnic między wartością znamionową częstotliwości, a wartością zmierzoną w systemie wykorzystywana jest automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO).

W przypadku niezbilansowania się mocy zapotrzebowanej i wygenerowanej w systemie elektroenergetycznym, generatory automatycznie zwiększą moc turbin po przez załączenie do sieci rezerw wirujących, jeśli takie występują, do momentu uzyskania częstotliwości znamionowej. Jednak w przypadku, gdy generatory osiągną szczyt swoich możliwości regulacyjnych nastąpi gwałtowny spadek częstotliwości, a zabezpieczenia podczęstotliwościowe mogą nawet wyłączyć generator, w celu uniknięcia jego zniszczenia. W ogólnym przypadku generatory mogą pracować na obrotach niższych niż znamionowe, lecz zmniejsza się wtedy generowana przez nie moc wyjściowa, a co za tym idzie zwiększa się deficyt mocy w systemie. Potrzeby własne elektrowni wymagają natomiast do poprawnej pracy częstotliwości większych niż 47,5 Hz. Dla częstotliwości 46 Hz mówi się o pracy krytycznej, kiedy następuje efekt kaskadowego odłączania silników asynchronicznych potrzeb własnych.

Ze względu na ograniczenia konstrukcyjne stosowanych w systemie urządzeń, należy zabezpieczyć system przed gwałtownym spadkiem częstotliwości poniżej wartości znamionowej. W takich sytuacjach niezbędna jest automatyka pozwalająca na odłączanie nadmiarowych mocy zapotrzebowanych. Automatykę SCO definiować można jako skoordynowany system wykorzystujący przekładniki podczęstotliwościowe reagujące na spadki częstotliwości w przypadku spadku mocy generowanej w sieci w celu regulacji mocy zapotrzebowania w sieci. Główna idea takiej automatyki polega na odłączeniu z góry określonej części obciążeń, zachowując przy tym postanowienia zgodne z ustaleniami szczegółów odłączeń takich jak:

- liczba poziomów częstotliwości i ich wartości,
- opóźnienie czasowe wynikające z osiągnięcia danego poziomu częstotliwości,
- wartość mocy jaką należy dla danego poziomu wyłączyć.

Określenie nastaw automatyk jest jednak również zależne od strategii przyjętej w rozpatrywanym systemie elektroenergetycznym. W związku z tym należy rozpatrywać nie tylko podstawowe założenia automatyki SCO, ale również możliwości wynikające z wykorzystania rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym.

Wymagania dotyczące działania automatyki SCO

Ogólne cechy charakteryzujące algorytm automatyki samoczynnego częstotliwościowego odciążania są następujące:

- działanie powinno być możliwie szybkie, aby spadek częstotliwości mógł zostać powstrzymany zanim stanie się niebezpieczny dla najbardziej wrażliwych elementów systemu elektroenergetycznego,
- należy unikać zbędnych działań,
- działanie automatyki powinno być niezawodne, gdyż jej nieprawidłowa praca, z dużym prawdopodobieństwem, doprowadzi do poważnej awarii systemowej,
- ilość odłączanego obciążenia powinna być zawsze jak najmniejsza, ale wystarczająca do przywrócenia bezpieczeństwa sieci i zapobiegnięciu spadkowi częstotliwości poniżej wartości krytycznej.

Szczegółowe wymagania dotyczące automatyki SCO (ang. UFLS – Under Frequency Load Shedding) dotyczące KSE określone zostały w rozporządzeniach Komisji Europejskiej [1] oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej przez Urząd Regulacji Energetyki [2].

Wymagania dotyczące działania automatyki SCO wg. Kodeksu NC ER

W rozporządzeniu Komisji Europejskiej 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającej kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych przedstawione zostały obowiązujące w krajach członkowskich Unii Europejskiej oraz w krajach Europy, których systemy elektroenergetyczne są połączone, wymagania dotyczące pracy tych systemów. Jednym z elementów poprawnego działania obszarów połączonych na terenie Europy jest dopasowanie

odpowiednich parametrów pracy układów automatyki samoczynnego ponownego zadziałania.

W tabeli nr 1 przedstawione zostały wymagania postawione automatyce SCO wg. ENTSO-E [1,2]. Wartości obowiązujące w KSE zawarte zostały w kolumnie oznaczonej (1) i odpowiadają wartością obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Oznaczenie (2) odnosi się do nordyckiego obszaru synchronicznego, (3) do obszaru synchronicznego Wielkiej Brytanii, natomiast (4) do obszaru synchronicznego Irlandii.

Rozporządzenie zakłada również wspólne wymagania dla automatyki SCO dotyczące algorytmów odłączania odbiorców. (sekcja 2, art. 15, „Automatyka w przypadku spadku częstotliwości”)[1]:

- automatyka SCO obejmuje odłączenie odbioru na różnych częstotliwościach, począwszy od „początkowego poziomu obowiązkowego” po „końcowy poziom obowiązkowy”, przy jednoczesnym poszanowaniu minimalnej liczby i maksymalnej wielkości stopni (co zostało określone w tablicy 1),
- każdy OSP (Operator Systemu Przesyłowego) lub OSD (Operator Systemu Dystrybucyjnego) instaluje przełączniki niezbędne do odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości, biorąc pod uwagę co najmniej zachowanie odbioru i wytwarzanie rozproszone,
- przy wdrażaniu automatycznego odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości każdy OSP lub OSD:
 - unika ustawienia celowego opóźnienia czasowego oprócz czasu pracy przełączników i wyłączników,
 - minimalizuje odłączanie modułów wytwarzania energii, zwłaszcza tych, które zapewniają inercję,
 - ogranicza ryzyko, że działanie automatyki doprowadzi do zmian rozpyłów mocy i zmian napięcia przekraczających granice bezpieczeństwa pracy.

(Jeżeli OSD nie może spełnić powyższych dwóch wymogów powiadamia o tym OSP i proponuje, który wymóg

Tabela nr 1 Charakterystyka układu automatycznego odłączania odbioru przy niskiej częstotliwości [2]

| Parametr | (1) | (2) | (3) | (4) | Jednostka miary |
|---|-----|-----------|------|-------|--|
| Początkowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru (częstotliwość) | 49 | 48,7–48,8 | 48,8 | 48,85 | Hz |
| Początkowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru (odłączany odbiór) | 5 | 5 | 5 | 6 | % całkowitego obciążenia na poziomie krajowym |
| Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru (częstotliwość) | 48 | 48 | 48 | 48,5 | Hz |
| Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odbioru (łączny odłączany odbiór) | 45 | 30 | 50 | 60 | % całkowitego obciążenia na poziomie krajowym |
| Zakres wdrożenia | ± 7 | ± 10 | ± 10 | ± 7 | % całkowitego obciążenia na poziomie krajowym dla danej częstotliwości |
| Minimalna liczba etapów do osiągnięcia końcowego obowiązkowego poziomu | 6 | 2 | 4 | 6 | liczba etapów |
| Maksymalne odłączenie odbioru dla każdego etapu | 10 | 15 | 10 | 12 | % całkowitego obciążenia na poziomie krajowym dla danego etapu |

Wymagania dotyczące działania automatyki SCO wg. URE

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, obowiązująca od dnia 1 grudnia 2017 r. stawia przełącznikom realizującym funkcję samoczynnego częstotliwościowego odciążania następujące wymagania:

- możliwość nastawienia wartości częstotliwości z zakresu od 47 do 50 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz (gdzie poszczególne stopnie SCO są ustalane dla zakresu częstotliwości między wartością górną 49 Hz i dolną 47,5 Hz),
- możliwość nastawienia zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s (mimo, że ENTSO-E nie zaleca stosowania zwłoki czasowej),

należy zastosować, następnie ustanawiane są stosowne wymogi na podstawie wspólnej analizy kosztów i korzyści.)

- automatyczne odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości określone w planie obrony systemu mogą przewidywać odłączenie odbioru netto na podstawie gradientu zmiany częstotliwości, pod warunkiem że:
 - są uruchamiane wyłącznie, gdy odchyłka częstotliwości jest wyższa niż maksymalna odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym, a gradient zmiany częstotliwości jest wyższy niż gradient określony poprzez incydent referencyjny, oraz dopóki częstotliwość nie osiągnie wielkości początkowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru,
 - jest zgodny z tabelą 1,
 - jest to konieczne i uzasadnione w celu skutecznego utrzymania bezpieczeństwa pracy.
- w przypadku gdy automatyczne odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości określone w planie obrony systemu obejmuje odłączenie obciążenia netto na podstawie gradientu, OSP przedkłada krajowemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie zawierające szczegółowe wyjaśnienie powodu wdrożenia i wpływu tego środka,
- OSP może ująć w automatycznym odłączeniu odbioru przy niskiej częstotliwości określonym w jego planie obrony systemu dodatkowe etapy dotyczące odłączenia obciążenia netto poniżej określonego w załączniku końcowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru,
- każdy OSP jest uprawniony do wdrożenia dodatkowych zabezpieczeń systemu, które są uruchamiane częstotliwością niższą od końcowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru lub równą temu poziomowi oraz które mają na celu proces szybszej odbudowy (przy zapewnieniu, że nie spowodują one dalszego spadku częstotliwości).

- czas własny przełączników nie może być większy niż 100 ms,
 - powinny zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 Un,
 - powinny dokłądność pomiaru częstotliwości nie mniejsza niż 10 mHz,
 - powinny zapewnić możliwość zastosowania blokady napięciowej w uzgodnionych z OSP przypadkach.
- Wszystkie powyższe wymagania są zgodne z ustanowionymi przez ENTSO [2].

Algorytmy detekcji stopnia zbilansowania mocy czynnej w systemie elektroenergetycznym

Stopień penetracji sieci źródłami energii odnawialnej wzrasta w wysokim tempie. Z jednej strony rozwój technologii, a z drugiej malejące koszty spowodowały znaczny przyrost ilości źródeł generacji rozproszonej, głównie turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych. Poza pozytywnym wpływem na środowisko, urządzenia te mogą być wyzwaniem dla operatorów systemów elektroenergetycznych, wymagających przede wszystkim niezawodności i stabilności. Komisja Europejska nakazuje instalację przełączników niezbędnych do odłączenia odbioru przy niskiej częstotliwości, biorąc pod uwagę co najmniej zachowanie odbioru i wytwarzanie rozproszone, nakazuje także minimalizację odłączania modułów wytwarzania energii. Zaproponowano kilka algorytmów samoczynnego częstotliwościowego odciążania przeznaczonych do współpracy z systemami z wysoką liczbą rozproszonych jednostek wytwórczych [9,10,11,12,13].

Algorytm statyczny

To najprostszy w implementacji algorytm, nie działający w czasie rzeczywistym i wykorzystujący archiwalne dane o spodziewanych wartościach obciążeń [14, 15]. W algorytmie tym wybór odłączanych w danej części systemu odborników dokonywany jest odpowiednio wcześniej wyłącznie na podstawie danych historycznych będących w posiadaniu operatora systemu elektroenergetycznego. Strategie wyboru wykorzystywanych danych mogą się różnić – niektórzy operatorzy bazują na obciążeniu prognozowanym dla danego dnia, inni na obciążeniu zanotowanym w tym samym dniu, lecz rok wcześniej. Przytoczony schemat postępowania jest prosty i charakteryzuje się niskimi kosztami wdrożenia, jednak jest suboptymalny – w przypadku przyłączenia do danej linii dużej ilości generacji rozproszonych może okazać się, że ilość realnie zmniejszonego poboru mocy czynnej będzie mniejsza od zakładanej, co skutkować może zbędnymi pobudzeniami niższych progów SCO.

Tabela 2. Aktualne nastawy dla automatyki SCO w KSE [4]

| Etap odciążenia | Poziom odłączenia odbioru [Hz] | Moc odciążenia na poziomie krajowym dla danej częstotliwości [%] | Zwłoka czasowa (1) [s] |
|-----------------|--------------------------------|--|------------------------|
| 1 | 49 | 15 | 0,2 |
| 2 | 48,7 | 15 | 0,2 |
| 3 | 48,5 | 10 | 0,2 |
| 4 | 48,3 | 5 | 0,5 |
| 5 | 48,1 | 5 | 0,5 |

Algorytm wykorzystujący przełącznik z elementem kierunkowym

Poważnym problemem w układach wykorzystujących tradycyjne (oparte wyłącznie na pomiarze częstotliwości) algorytmy SCO jest możliwość odłączenie źródeł rozproszonych, co wywiera niekorzystny wpływ na działania skoncentrowane na zachowaniu bilansu pomiędzy mocą generowaną, a pobieraną. Może zdarzyć się, że w danej części systemu wartość mocy czynnej generowanej przez źródła rozproszone będzie większa niż jej konsumpcja przez odbiorców. Odłączenie linii z przewagą generacji może skutkować zwiększeniem gradientu częstotliwości. Aby zapobiec podobnym przypadkom, najprostszym rozwiązaniem jest zastosowanie przełącznika kierunkowego – kierunek przepływu mocy z sieci dystrybucyjnej do przesyłowej będzie oznaczać, że wyłączenie danej linii będzie niekorzystne z punktu widzenia automatyki SCO

[17]. Teoretycznie algorytm ten powinien zachowywać się lepiej od niewykorzystującego kierunkowości, ciągle istnieje jednak możliwość zadziałania nieoptymalnego i odłączenia dużej liczby źródeł generacji rozproszonej.

Algorytm uwzględniający aktualne przepływy mocy

W schemacie postępowania uwzględniono wartości aktualnych przepływów mocy (oraz ich kierunki) w każdej z linii zasilających [16]. Przełącznik odpowiedzialny za realizację układu automatyki SCO mierzy częstotliwość, jej gradient oraz przepływy mocy czynnej we wszystkich liniach dystrybucyjnych, które są podstawą do ewentualnego odłączenia odbiorów. Jeśli przepływy mocy w danej linii są ujemne, oznacza to, że więcej energii jest wytwarzanej niż konsumowanej, a co za tym idzie, w przypadku spadku częstotliwości poniżej zadanego progu linia nie kwalifikuje się do odłączenia.

Znając wartości chwilowe przepływów mocy oraz prognozę zużycia energii operatora systemu elektroenergetycznego można pogrupować obciążenia w taki sposób, by w każdym ze stopni SCO odłączyć możliwie dokładnie pożądaną ilość odbiorów odpowiadających procentowi pobieranej mocy czynnej. Powyższe zadanie jest typowe dla optymalizacji kombinatorycznej i może zostać zamodelowane jako dyskretny problem plecakowy. Wadą tego algorytmu jest możliwa utrata źródeł energii - każda linia z przewagą mocy pobieranej nad generowaną może zostać potencjalnie odłączona, gdyż przełącznik nie posiada żadnej informacji na temat obecności w niej generacji rozproszonej. Zastosowanie algorytmu wymaga jego scentralizowanej implementacji na poziomie operatora systemu dystrybucyjnego.

Algorytm uwzględniający dane o generacji rozproszonej

Aby zminimalizować wady poprzedniego algorytmu wystarczy poszerzyć zakres dostarczanych mu danych o aktualne informacje dotyczące podłączonych do linii źródeł rozproszonych [16]. Poza pomiarami aktualnych przepływów mocy czynnej, schemat ten wykorzystuje dodatkowo szacowanie mocy generowanej przez panele fotowoltaiczne oraz turbiny wiatrowe podłączane do danej linii dystrybucyjnej. Na podstawie tych danych, poszczególnym liniom nadawane są priorytety, określające kolejność odłączeń w przypadku zadziałania automatyki SCO. Uproszczony algorytm nadawania priorytetów oparty jest między innymi na pomiarze nasłonecznienia oraz siły wiatru w jednym punkcie, np. w miejscu zainstalowania przełącznika i nie bierze pod uwagę występujących lokalnie chmur czy podmuchów. W przypadku wystarczająco wysokiej penetracji źródłami odnawialnymi zjawiska te nie wprowadzają jednak dużego błędu przy ustalaniu priorytetów. Podobnie jak w poprzednim algorytmie, wymagane jest centralne sterowanie łącznikami wewnątrz sieci.

Uogólnieniem układu wykorzystującego dane o generacji rozproszonej jest system SCO posiadający dane o stanie systemu elektroenergetycznego pozyskane z systemów akwizycji lub dane współdzielone pomiędzy systemami [17,18,19]. Koncepcja takiego systemu zakłada wykorzystanie pojedynczego centrum decyzyjnego, w którym przechowywane są dane dotyczące pracy całego układu elektroenergetycznego oraz lokalnych układów SCO zainstalowanych w stacjach elektroenergetycznych. Wykorzystując aktualne dane o mocy generowanej, rezerwach systemowych, mocy przesyłanej w liniach i strukturze sieci, określić można w czasie rzeczywistym rozływ mocy w systemie. Po wykryciu deficytu mocy

czynnej oraz znając przyczynę i miejsce wystąpienia awarii, możliwe jest przesłanie do lokalnych układów SCO informacji o wartości niezbędnej do odłączenia wartości obciążenia dopasowanego do bieżącego stanu systemu. Kolejność odłączania odbiorców może być wyznaczana lokalnie na podstawie aktualnych pomiarów obciążenia w stacjach. Zastosowanie tej metody może przyspieszyć działanie automatyki SCO oraz dokładniej dopasować moc odłączonych odbiorów do aktualnego deficytu mocy czynnej.

Podsumowanie

Zmieniająca się w ostatnich latach struktura systemu elektroenergetycznego (OZE, farmy wiatrowe, generatory gazowe i biogazowe itp.), funkcje sieci przesyłowej oraz znaczny postęp techniczny w zakresie EAZ (m.in. synchronizatory) nakazują zrewidować dotychczasowe podejście do automatyki odciążającej, szczególnie do SCO. W publikacji przedstawiono podejście klasyczne do tej problematyki w świetle rozporządzenia Komisji Europejskiej ustanawiającej kodeks sieci NC ER oraz bieżących wymagań Urzędu Regulacji Energetyki.

Stosowane współcześnie algorytmy decyzyjne, bazujące na pomiarze częstotliwości, mogą mieć problemy ze sprostaniem wymaganiom stawianym przez Komisję Europejską.

Analizując prace międzynarodowych zespołów badawczych oraz z doświadczeń wielkich awarii systemowych wynika, że nowe podejście do inteligentnego odciążania powinno być oparte na następujących założeniach:

- układy pomiarowe systemów odciążających powinny automatycznie określać wartość przeciążenia i dobierać wartość odciążenia tak, aby było skuteczne, co znajduje się w opozycji do klasycznego podejścia do automatyki SCO,
- układy odciążające powinny reagować tak na przeciążenie mocą czynną, jak i bierną, czego klasyczne algorytmy SCO nie realizują,
- wyłączone powinny być tylko te obciążenia, ile wynika z aktualnych potrzeb – postulat ten zapisany jest w Kodeksie NC ER,
- ocena zaistniałego stanu awaryjnego powinna odbywać się w możliwie krótkim czasie po wystąpieniu zakłócenia, dzięki czemu możliwe będzie szybkie i selektywne działanie układu decyzyjnego.

W świetle powyższych wymagań alternatywą dla klasycznego podejścia do automatyki SCO zdaje się być automatyka SNO (samoczynne pod napięciowe odciążanie).

Autorzy: dr inż. Jacek Handke email: jacek.handke@put.poznan.pl, mgr. Inż. Bartosz Olejnik, email: bartosz.olejnik@put.poznan.pl, mgr. inż. Aleksandra Schött, email: aleksandra.schott@put.poznan.pl Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań

LITERATURA

- [1] Rozporządzenie komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych, www.ure.gov.pl, dostęp: 20.04.2018
- [2] ENTSO-E, P5 – Policy 5: Emergency Operations, Version Number: V 3.1, 43rd RG CE Plenary Meeting 26 of September of 2017, www.entsoe.eu, dostęp: 20.04.2018
- [3] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r, www.pse.pl, dostęp: 20.04.2018
- [4] Hoppel W.: Sieci średnich napięć, Warszawa, 2017, ISBN:978-83-01-19346-1
- [5] Winkler W., Wiszniewski A.: Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa, 2004, ISBN 82-204-3009-7
- [6] Kandar P., "Power system stability and control", McGrawHill, 1994
- [7] Anderson P.M., Mirheydar M.: An adaptive method for setting under frequency load shedding relays", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May 1992, pp.647-655
- [8] Anderson P.M.: Power system protection - Chapter 20 Protection against abnormal system frequency, IEEE Press 1999, pp 807-851
- [9] De Boeck S., Van Hertem D.: Under frequency load shedding scheme based on information sharing technology, CIGRE 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10-13 June 2013, electronic ISBN: 978-1-84919-732-8
- [10] Seyedi, H., Sanaye-Pasand, M.: New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts," Generation, Transmission & Distribution, IET , vol.3, no.1, pp.99,114, Jan. 2009
- [11] Hong Y. Y., Hsiao M. C., Chang Y. R., Lee Y. D., Huang H. C.: Multiscenario Underfrequency Load Shedding in a Microgrid Consisting of Intermittent Renewables, Power Delivery, IEEE Transactions on , vol.28, no.3, pp.1610,1617, July 2013
- [12] Ketabi, A. and Fini, M.H., "An Underfrequency Load Shedding Scheme for Hybrid and Multiarea Power Systems," Smart Grid, IEEE Transactions on, vol.6, no.1, pp.82-91, Jan 201
- [13] De Boeck S., Van Hertem D.: Under Frequency Load Shedding Schemes in Systems with High PV Penetration: Impact and Improvements, PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, 29 June-2 July 2015, electronic ISBN: 978-1-4799-7693-5
- [14] IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration, IEEE Standard, C37.117-2007, pp. c1-43, 2007
- [15] New W. C., Berdy J., Brown P., Goff L., Load shedding, load restoration and generator protection using solid state and electromechanical underfrequency relays, General Electric Company, Philadelphia, vol. 9, 1983
- [16] Das K., Nitsas A., Altin M., Hansen A. D., Sørensen P. E.: Improved Load-Shedding Scheme Considering Distributed Generation, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 32, Issue: 1, Feb. 2017, pp 515 - 524, Electronic ISSN: 1937-4208
- [17] Yang J., Liu C.: A precise calculation of power system frequency and phasor, IEEE Transactions On Power Delivery, Vol 15, No. 2, April 2000
- [18] Bai D., He J. Yang X., Kirby B., Writer D., Liu L.: Under frequency load shedding scheme based on information sharing technology, CIGRE 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10-13 June 2013, Electronic ISBN: 978-1-84919-732-8
- [19] Klimpel A.: Odciążanie jako ostateczny środek obrony KSE. Elektroenergetyka, nr 3-4/2012, ss. 84-97