

Kształtowanie obciążeń u odbiorców końcowych w oparciu o częstotliwość napięcia zasilającego

Streszczenie. W artykule zostały omówione wymagania stawiane częstotliwości w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych niskiego napięcia w kontekście regulacji obciążeń u odbiorców końcowych bazującej na tym parametrze. Przedstawiono możliwości regulacji obciążenia opartej o częstotliwość napięcia zasilającego. Wykonano przykładowy dobór nastaw układu częstotliwościowego sterowania odbiorem na podstawie rzeczywistych pomiarów częstotliwości i obciążenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Abstract. The requirements for frequency to low-voltage distribution networks in the context of the end user loads forming were presented in the paper. Authors showed the potential of regulation based on voltage frequency. Exemplary calculation for frequency load control based on real load of Polish Energy Power System and frequency data was done. (**End user loads forming based on voltage frequency value.**)

Słowa kluczowe: regulacja częstotliwością, sieci rozdzielcze nn, kształtowanie obciążeń, smart grid.

Keywords: frequency based regulation, LV distribution networks, loads forming, smart grid.

doi:10.12915/pe.2014.01.44

Wstęp

Przepływ energii w sieciach elektroenergetycznych można opisać wieloma parametrami. W sieciach prądu przemiennego obok wartości napięcia i natężenia prądu jednym z zasadniczych parametrów opisującym jakość energii elektrycznej jest częstotliwość.

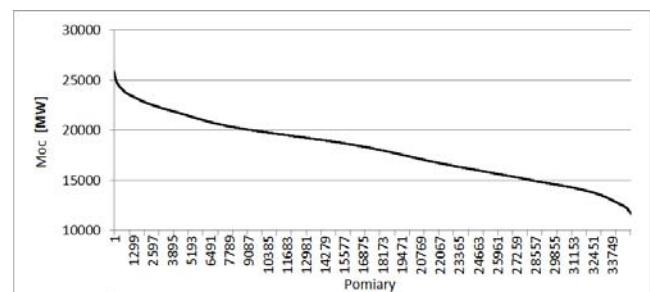
W systemach elektroenergetycznych najczęściej spotykana jest częstotliwość 50Hz (Europa, Azja, Afryka, Australia oraz część Ameryki Południowej) oraz 60Hz (Ameryka Północna i Środkowa). Zasadniczo zmiany częstotliwości dla elementów rezystancyjnych nie mają żadnego znaczenia, a więc tradycyjne żarówki, grzejniki czy piece oporowe będą nieczułe na zmianę tego parametru. Wpływ można jednak zaobserwować przy urządzeniach stanowiących reaktancję takich jak silniki, dławiki, transformatory czy kondensatory. Oprócz tego częstotliwość pełni w systemie elektroenergetycznym rolę bardzo ważnego podstawowego miernika – mówi o zbilansowaniu mocy czynnej pomiędzy stroną wytwarzania i odbiorami w ramach danego systemu elektroenergetycznego. Jest stosowana jako parametr wejściowy automatyk regulacyjnych w elektrowniach oraz w sieciach rozdzielczych na potrzeby automatyk samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) [1,6]. W ramach niniejszej publikacji autorzy chcieliby przybliżyć wyniki badań i obserwacji aplikacji automatyki redukującej obciążenia odbiorców końcowych zasilanych z sieci niskiego napięcia bazującej na wartościach częstotliwości napięcia zasilającego.

Zasadność regulacji obciążeń u odbiorców końcowych

Racjonalizacja wykorzystania energii elektrycznej przez odbiorców końcowych jest jednym z zagadnień, które coraz bardziej nabiera na znaczeniu i jest obiektem zainteresowań inżynierów, przedsiębiorstw energetycznych, jednostek naukowo-badawczych oraz organów rządowych. Oddziaływanie na odbiorców końcowych mające na celu zmianę profilu krzywej obciążenia systemu powinno przynieść wymierne korzyści w postaci kosztów unikniętych wytworzenia energii elektrycznej oraz kosztów unikniętych dodatkowych mocy wytwórczych niezbędnych do zaspokojenia zapotrzebowania w szczycie obciążenia [4,5,8].

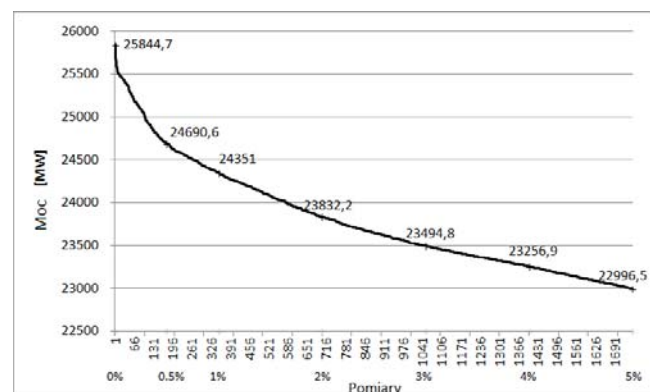
Częściową odpowiedzią na zasadnicze pytania o wielkość tych kosztów może być analiza obciążeń 15-minutowych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Na rysunku 1 zobrazowano jak układa się wolumen mocy w KSE po posortowaniu malejąco – na wykresie

najbardziej interesująca jest część na początku osi poziomej, gdzie charakterystyka ma największą stromość.



Rys. 1. Posortowany malejąco wolumen mocy 15-minutowych [MW] w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym dla okresu od 2012-01-01 do 2012-12-31

Jeżeli dokładniej przyjrzymy się tej części wykresu jak przedstawiono to na rysunku 2, nie będzie trudno dojść do wniosku, że szczytowe 1493,7MW użytkowane jest tylko przez 1% czasu w roku. Należy zauważyć, że przykładowe 1493,7MW stanowi aż 5,78% obciążenia szczytowego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.



Rys. 2. Wolumen 5% posortowanych malejąco najwyższych mocy 15-minutowych [MW] w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym dla okresu od 2012-01-01 do 2012-12-31

Jak widać z wartości zestawionych w tabeli 1 jeżeli zdecydujemy się ograniczyć zapotrzebowanie przez 0,5% czasu w roku (ok. 44h) to redukcja mocy wyniesie ponad 1150MW. Aby lepiej zobrazować można tą wartość porównać do nowobudowanego bloku węglowego w Elektrowni Kozienice (1075MW), na którego budowę zakontraktowano 6,28mld zł [3].

Tabela 1. Możliwa redukcja mocy szczytowej w zależności od czasu regulacji

Regulacja obciążeń przez część roku	Możliwa redukcja mocy	
	[MW]	względna
0% (0h)	0	0,00%
0,5% (44h)	1154,1	4,47%
1% (88h)	1493,7	5,78%
2% (175h)	2021,5	7,82%
3% (262h)	2349,9	9,09%
4% (350h)	2587,8	10,01%
5% (438h)	2848,2	11,02%

Należy podkreślić, że na koszty uniknięte składa się nie tylko koszt inwestycyjny, ale również koszty paliw pierwotnych, koszty emisji CO₂ oraz inne koszty stałe i zmienne. Po stronie Operatora Systemu Przesyłowego oraz Operatorów Systemów Dystrybucyjnych można do kosztów unikniętych zaliczyć wydatki na inwestycje w infrastrukturę sieciową. Sygnałem ze strony polskiej elektroenergetyki świadczącym o potrzebie stosowania redukcji obciążeń w chwilach szczytowych lub w stanach awaryjnych jest również przetarg ogłoszony przez PSE S.A. na usługę „Praca Interwencyjna: Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP” w ramach KSE [14]. Trend ten jest zauważalny również w pozostałych krajach Europy [10]. Wszystkie te przesłanki przemawiają za zasadnością poszukiwania metod i sposobów zarządzania zapotrzebowaniem odbiorców. Narzędziami służącymi temu celowi proponowanymi przez autorów mogą być na przykład układy regulacji obciążeń oparte o częstotliwość napięcia zasilającego.

Wymagania normatywne

Regulacje dotyczące parametrów jakości energetycznej dość precyzyjnie mówią o wymaganiach stawianych utrzymywaniu odpowiedniej częstotliwości w sieciach elektroenergetycznych. W rozdziale 10 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [13] zarówno dla odbiorców z grup I-III-V w przypadku sieci funkcjonującej bez zakłóceń zapisane jest, że wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale:

- a) 50 Hz ± 1 % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia,
- b) 50 Hz $+4$ % / -6 % (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia.

Norma PN-EN 50160:2002 [12] w części dotyczącej częstotliwości sieci zawiera dokładnie takie same wymagania jakie zostały one przedstawione w rozporządzeniu.

Wyspecyfikowany w rozporządzeniu zakres częstotliwości $\pm 0,5$ Hz wydaje się być wystarczający do wykorzystania tego parametru napięcia zasilającego jako czynnika regulującego obciążenie u odbiorców końcowych. W dalszej części zostanie pokazane, że zakres ten oferuje jeszcze duży margines zapasu.

Automatyki oparte o częstotliwość

Zasadniczo przekaźniki częstotliwościowe to przekaźniki pomiarowe reagujące na wzrost częstotliwości (przekaźniki nadczęstotliwościowe) lub na jej spadek (przekaźniki podczęstotliwościowe) [1]. Obecnie stosowane cyfrowe urządzenia mogą być nastawione tak, aby pełnić jednocześnie funkcje zabezpieczeń nad- i podczęstotliwościowych. Jedną z automatyk zabezpieczeniowych bazujących na wartości częstotliwości napięcia jest Samoczynne Częstotliwościowe Odciążenie (SCO). Pełni ono rolę automatyki przeciwwawaryjnej

zapobiegającej załamaniu częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Obniżenie się częstotliwości jest objawem niezbilansowania mocy generowanej z obciążeniem. Naturalne jest, że przywrócenie częstotliwości do wartości nominalnej możliwe jest na dwa sposoby. Pierwszy to zwiększenie wytwarzania poprzez regulację mocy czynnej generatorów, przechodzenie generatorów w elektrowniach szczytowo-pompowych z pracy pompowej do generatorowej, uruchamianie źródeł o krótkim czasie rozruchu takich jak turbiny gazowe lub zwiększenie importu mocy z systemów przyległych. Jeżeli jednak nie mamy dostępnych wyżej wymienionych środków lub szybkość obniżania częstotliwości jest na tyle duża, że środki te są niewystarczające, konieczne jest redukowanie zapotrzebowania poprzez wyłączanie odbiorców [6,11]. Do realizacji tego zadania przewidziana jest właśnie automatyka SCO. Obecnie stosowane przekaźniki pozwalają najczęściej na nastawienie 5 progów działania – powszechne jest wykorzystywanie do 2 progów na 1 stacji rozdzielczej 110kV/SN. Przy 2 progach można podzielić odbiorców zasilanych z danej stacji na 3 grupy:

- odbiorcy wyłączani przy obniżeniu się częstotliwości poniżej 1 stopnia działania SCO (odbiorcy najmniej wrażliwi),
- odbiorcy wyłączani przy obniżeniu się częstotliwości poniżej 2 stopnia działania SCO (odbiorcy wrażliwi),
- odbiorcy nie podlegający wyłączeniu z automatyki SCO (odbiorcy bardzo wrażliwi).

Automatyką towarzyszącą bardzo często SCO jest funkcja Samoczynnego Ponownego Załączenia (SPZ/SCO), która pozwala na załączenie uprzednio wyłączonych z SCO odbiorców po powrocie częstotliwości do określonej wartości. Przekaźniki częstotliwościowe coraz częściej oferują funkcjonalność działania w oparciu o gradient częstotliwości df/dt , jednak w KSE nie jest ona wykorzystywana.

Podział metod zarządzania popytem

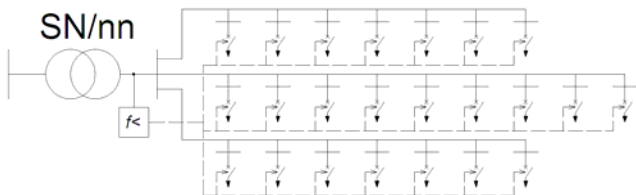
Sterowanie popytem w sieciach Smart Grid nie jest zagadnieniem nowym, a lista dostępnych technologii i programowania Demand-Side Management (DSM) jest liczna [2]. Doświadczenia USA mówią, że liczba tych opcji może się dochodzić do 100 [4,5]. Różnice wynikają z rozwiązań technicznych i rynkowych oraz kosztów wdrożenia i potencjalnych korzyści. Z pewnością można wyróżnić opcje i programy DSM skierowane do odbiorców komunalno-bytowych, użyteczności publicznej, usługowo handlowych czy przemysłowych. Programy DSM mogą być wdrażane z użyciem „miękkich” technik (ekonomicznych) bazujących np. na odpowiednim kształtowaniu cen w sposób premijujący zużycie w okresie nadmiaru energii w systemie i ulg za redukcję obciążenia przy niedomiarze energii w systemie. Programy te opierają się na stosowaniu odpowiednich zachęt do okresowego zmniejszania zapotrzebowania lub przesuwania go poza szczyt obciążenia – nie gwarantują one jednak 100% pewności redukcji tych obciążeń. Istnieje też możliwość zarządzania zużyciem za pomocą metod „twardych” takich jak wpływanie na końcowe zużycie energii elektrycznej np. poprzez odpowiednią regulację napięcia w sieciach rozdzielczych niskiego napięcia [9] czy też będące obiektem zainteresowań autorów publikacji sterowanie urządzeniami lub obwodami u odbiorcy w oparciu o częstotliwość napięcia zasilającego. Tego typu metody dają zdecydowanie większą pewność redukcji obciążeń.

Techniczne metody regulacji obciążeń klientów końcowych ze względu na sposób zarządzania można podzielić na systemy lokalne (rozproszone) i centralne (zintegrowane). Systemy centralne mają zdecydowanie

większe wymagania związane z zapewnieniem struktury teleinformatycznej (w przypadku zerwania łączności – nie będą działać), ale są w stanie zapewnić większą kontrolę nad działaniem urządzeń oraz monitorować bieżące parametry układu. Układy rozproszone mogą natomiast działać niezależnie od siebie, co daje dużą gwarancję niezawodnego działania nawet w przypadku braku łączności, istotną zaletą jest również duże uproszczenie rozproszonego systemu.

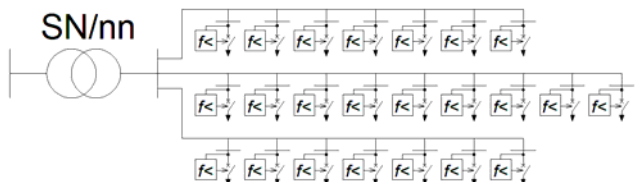
Częstotliwościowe sterowanie odbiorem (CSO)

Sterowanie popytem u odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia w oparciu o częstotliwość może być zrealizowane jako układ scentralizowany jak w przykładzie na rysunku 3, gdzie pomiar odbywa się na szynach nn w stacji SN/nn i stamtąd polecenia wyłączenia lub załączenia są transmitowane np. łączami PLC (*ang. Power Line Communication*). Z racji faktu, że częstotliwość jest parametrem globalnym i jednakowym w różnych miejscach systemu, stopień scentralizowania może być bardzo różny. Pomiar może się odbywać jak w przykładzie w stacji SN/nn, w stacji RPZ lub GPZ, a nawet można wyobrazić sobie system, gdzie częstotliwość jest dystrybuowana przez GPS razem z informacjami o czasie do wszystkich układów wykonawczych jednocześnie.



Rys. 3. Przykład scentralizowany systemu częstotliwościowego sterowania obciążeniem odbiorców końcowych

Drugą możliwością częstotliwościowego sterowania odbiorami jest system rozproszony, gdzie analiza pomiaru odbywa się u klienta końcowego jak przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Przykład rozproszonego systemu częstotliwościowego sterowania obciążeniem odbiorców końcowych

Należy podkreślić, że na przedstawionych schematach w celu uproszczenia pokazano wyłączenie całego odbiorcy co wcale nie musi mieć miejsca. Dostępne inteligentne liczniki mogą mieć zintegrowane sterowalne wyłączniki, które nie muszą wyłączać całkowicie odbiorcy. Można wyobrazić sobie, że odbiorca w ramach swojej sieci domowej wydzieli 1 obwód, do którego będą na stałe przyłączone urządzenia takie jak: akumulacyjne podgrzewacze wody, centrale klimatyzacyjne czy też inne urządzenia grzewcze. Obwód ten byłby sterowany zintegrowanym w liczniku wyłącznikiem. Działanie CSO w takim przypadku pozwalałoby na wyłączenie tylko wybranych urządzeń bez wywierania większego zauważalnego wpływu na komfort życia. Po powrocie częstotliwości do normy obwody zostają załączone ponownie.

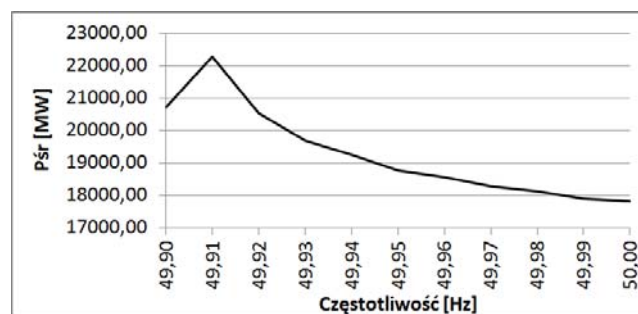
Aby określić, który z wariantów regulacji – scentralizowany czy rozproszony - jest lepszy należy przeanalizować wiele aspektów. Zasadniczym pytaniem jest ilość przekaźników częstotliwościowych. Dla systemu

scentralizowanego wystarcza 1 dedykowany przekaźnik zainstalowany np. w stacji SN/nn. Z racji, że jest to urządzenie dedykowane zapewni dobrą jakość pomiaru – konieczna jest jednak potrzeba dostarczenia odpowiednich rozkazów do liczników z wyłącznikami zainstalowanymi u odbiorców, a więc niezbędne jest zapewnienie medium komunikacyjnego. W systemie rozproszonym pomiar można realizować poprzez dedykowany przekaźnik, jednak w obliczu zaawansowania technologicznego liczników inteligentnych nie będzie problemem zaimplementowanie dodatkowej funkcjonalności w układzie, który i tak mierzy prąd i napięcie na potrzeby rozliczeń za energię – byłoby to duże uproszczenie przy wdrażaniu takiego sterowania. Zaletą układu rozproszonego jest odporność na utraty transmisji. Ponadto zdecydowanie łatwiej dostosować się do możliwości odbiorcy – dla każdego klienta możemy inaczej ustawić próg działania np. w zależności od taryfy jaką wybrał. Warto wspomnieć, że klient godzący się na udział w takiej usłudze ma możliwość otrzymania bardziej korzystnej taryfy – im bliżej częstotliwości znamionowej ustali próg działania i im większą redukcję mocy zapewni tym bardziej taryfa będzie atrakcyjna. Rozproszone CSO może być również atrakcyjnym narzędziem lub bazą dla narzędzi do bilansowania mikro sieci [7].

Częstotliwość i moc w KSE

Jednymi z pierwszych pytań jakie się nasuwają w aspekcie przydatności omawianego narzędzia są pytania o spójność częstotliwości z mocą w systemie elektroenergetycznym oraz o wartości jakie należy nastawiać dla przekaźników podczęstotliwościowych.

Związek ten już na wstępie wynika z charakterystyk wytwarzania w systemie elektroenergetycznym [6]. Dla zobrazowania porównano średnie wartości wolumenu mocy występujących przy danych wartościach częstotliwości. Dla każdego 15-minutowego odcinka czasu zestawiono pomiar częstotliwości z dokładnością do części setnych oraz dane o obciążeniu systemu, co pozwoliło na wyliczenie średnich dla danej wartości częstotliwości. Rezultaty pokazano na rysunku 5, z którego widać silny związek częstotliwości z wolumenem mocy w systemie. Wynik dla 49,9Hz może nie być miarodajny, gdyż było tylko 8 15-minutowych okresów, kiedy taką częstotliwość zmierzono. Podobnie został odrzucony wynik dla 49,89Hz (tylko 1 kwadrans).



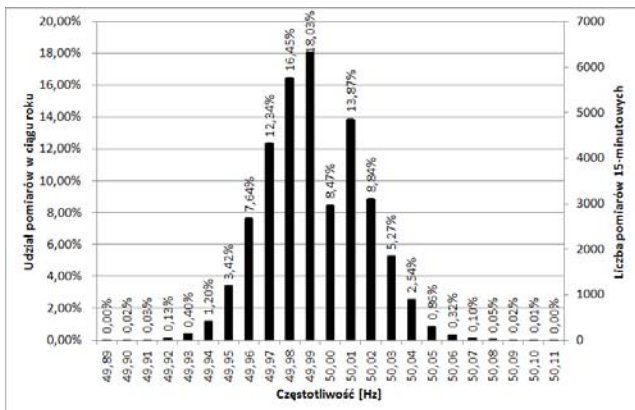
Rys. 5. Zestawienie średnich wartości obciążenia KSE dla różnych wartości częstotliwości w roku 2012

Powyższy wykres sam w sobie może być niejako potwierdzeniem, że stosowanie częstotliwościowego sterowania odbiorami może być korzystne z punktu widzenia bilansowania systemu elektroenergetycznego.

Nastawianie

Pozostaje kwestia wartości na jakie należy nastawiać przekaźniki podczęstotliwościowe. Wyjściowymi danymi pomocnymi w ustaleniu pożądanych nastaw jest rozkład częstotliwości w ciągu roku, który został zaprezentowany na rysunku 6 – przedstawia on wartości rozkładu częstotliwości

od 49,89-50,11Hz (poza tym zakresem nie otrzymano pomiarów). Już na tym etapie możemy odnieść się do wartości normatywnych i z całą pewnością można stwierdzić, że w analizowanym okresie były one spełnione z dużym zapasem.



Rys. 6. Pomiary częstotliwości w KSE dla okresu od 2012-01-01 do 2012-12-31 – pomiary wykonywane raz na 15-minut

Dla uproszczenia rozpatrujemy przypadek, gdzie mamy jedną wartość progu działania regulacji dla wszystkich odbiorców objętych programem. Wartości nastawione muszą być adekwatne do oczekiwanej redukcji obciążenia. Przyjmując zatem pożądaną redukcję obciążenia o ok. 4,5% względem wartości szczytowej jesteśmy w stanie oszacować, że czas przez jaki będzie działać regulacja to ok. 0,5% (~44h). Aby spełnić te oczekiwania należy na podstawie powyższego wykresu nastawić próg działania na 49,93Hz (czas występowania tej lub mniejszej wartości częstotliwości w systemie wyniósł 0,58% czasu roku). Jak już na tym etapie widać niezbędna jest dość duża rozdzielczość pomiaru z możliwością nastawiania progów zadziałania z dokładnością do 0,01Hz. Bardzo istotne jest, żeby przy wartościach zadziałania bardzo zbliżonych do częstotliwości znamionowej histereza przekaźnika między wartością zadziałania, a wartością odpadową była możliwie mała – rzędu 0,01-0,02Hz. Należy również ustalić opóźnienie czasowe, które wyeliminuje niepotrzebne działania związane chociażby z zakłóceniami w sieci. Na chwilę obecną do dalszych rozważań pozostaje ustalenie wartości progu działania funkcji ponownego załączenia po powrocie częstotliwości oraz czasu po jakim powinno nastąpić powrotne załączenie wyłączonych wcześniej obwodów. Może zająć potrzeba nastawiania różnych progów i czasów załączania pośród odbiorców objętych regulacją – ma to na celu uniknięcie jednoczesnego załączenia dużego obciążenia w jednym czasie. W określeniu zakresów tych nastaw z pewnością może pomóc model układu, który autorzy mają zamiar zbudować jako kontynuację prowadzonych prac badawczych.

Podsumowanie

1. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na poprawę efektywności wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i użytkowania energii elektrycznej częstotliwościowe sterowania obciążeniami u odbiorców końcowych wydaje się być narzędziem atrakcyjnym.
2. Częstotliwościowe sterowanie obciążeniami może stanowić wygodne narzędzie do bilansowania systemu elektroenergetycznego obok tradycyjnego modelu opartego o bilansowanie po stronie wytwarzania.
3. Na podstawie przeanalizowanych danych można stwierdzić, że czas wykorzystania mocy szczytowych jest bardzo krótki i w konsekwencji należy poważnie brać pod uwagę wdrażanie rozwiązań, które przyczynią się do

wyglądzenia krzywej zapotrzebowania na moc w KSE. Na potrzeby redukcji zapotrzebowania w szczycie obciążeń najlepiej jest stosować programy DSM dające dużą gwarancję skuteczności i opierające się nie tylko o same systemy odpowiedniej taryfikacji, ale o taryfikację połączoną z technicznymi usługami regulacyjnymi.

4. Stosowanie CSO wymaga odpowiednio dostosowanych taryf za energię elektryczną, które będą uwzględniały benefity dla odbiorców biorących udział w programach redukcyjnych.

5. Przewidywane nastawy pozwalają na pracę CSO w dopuszczalnym przewidzianym w prawie zakresie zmian częstotliwości z dużym marginesem zapasu.

6. Autorzy prognozują, że w obliczu postępu technologicznego w zakresie układów pomiarowo-rozliczeniowych będzie możliwe poszerzenie uzupełnienie tych układów o funkcje zabezpieczeniowe na potrzeby programów redukcyjnych.

7. Rozproszone systemy regulacyjne oferują dużą niezawodność działania i są niewrażliwe na uszkodzenia związane z utratami łączności.

8. Źródłem finansowania inwestycji mających na celu racjonalizację i wzrost efektywności wykorzystania energii elektrycznej mogą być koszty uniknięte budowy nowych mocy wytwórczych na potrzeby zaspokojenia zapotrzebowania w szczycie obciążenia oraz koszty uniknięte wytwarzania energii elektrycznej.

9. W związku z rozwojem technologii mobilnych, internetu czy też obliczeń w chmurach CSO może być narzędziem lub bazą dla narzędzi do zarządzania popytem w ramach samobilansujących się mikrosieci [7].

LITERATURA

- [1]. Borkiewicz K., Automatyka zabezpieczeniowa regulacyjna i łączeniowa w systemie elektroenergetycznym, Wyd. ZIAD, Bielsko-Biała, 1991
- [2]. Borlase S., Smart Grids: Infrastructure, Technology and Solutions, CRC Press, Boca Raton, 2013
- [3]. Elźbieciak T., Hitachi: rozkręca się budowa nowego bloku w Koźmicach, WNP.PL, 2013
- [4]. Krawiec F., Energia, Wydawnictwo DIFIN, 2012
- [5]. Krawiec F., Planowanie rozwoju energetyki, Wydawnictwo Wiedza i Życie, Warszawa, 1997
- [6]. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, OWPW, Warszawa, 2007
- [7]. Marchese K., Pourmousavi S., Nehrir M., The application of demand response for frequency regulation in an islanded microgrid with high penetration of renewable generation, 2013 North American Power Symposium, Kansas city, USA, 2013
- [8]. Marzecki J., Optymalizacja i modernizacja elektroenergetycznych sieci terenowych, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji - PIB, Warszawa, 2007
- [9]. Pawlicki B., Kształtowanie obciążeń w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych z wykorzystaniem regulacji napięcia DVR, Przegląd Elektrotechniczny, nr 09/2013, 249-253
- [10]. Short J., Infield D.G., Freris L.L., Stabilization of grid frequency through dynamic demand control, IEEE Transaction on Power Systems, 22(3), 2007
- [11]. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2004
- [12]. PN-EN 50160:2002, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych., PKN, 2002.
- [13]. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z dnia 29 maja 2007 r.)
- [14]. PSE S.A., <http://www.pse.pl>, dostęp na dzień 13.10.2013

Autorzy: dr hab. inż. Jerzy Marzecki, prof. PW, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: jerzy.marzecki@ien.pw.edu.pl; mgr inż. Bartosz Pawlicki, doktorant, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: bartosz.pawlicki@ien.pw.edu.pl