

Częstotliwościowe sterowanie odbiorami w inteligentnych sieciach elektroenergetycznych – wdrożenia i propozycje

Streszczenie. W artykule zostały omówione podstawowe wymagania normatywne stawiane częstotliwościowemu sterowaniu odbiorami w inteligentnych sieciach elektroenergetycznych niskiego napięcia na świecie. Przedstawiono zbiór wybranych dotychczasowych wdrożeń regulacji obciążenia opartej o częstotliwość napięcia zasilającego w sieciach trwale połączonych z systemem elektroenergetycznym. Omówione zostały duże wdrożenia, programy pilotażowe oraz propozycje implementacji.

Abstract. The normative requirements for the end user loads forming based on supply voltage frequency in Smart Grids were presented in the paper. Authors showed the recent implementations of regulation based on voltage frequency in interconnected networks. Big applications, pilot programs and implementation proposals were summarized. (Loads forming based on voltage frequency value in Smart Grids – applications and proposals).

Słowa kluczowe: sterowanie obciążeniem, częstotliwość, inteligentne sieci rozdzielcze nn.

Keywords: load control, frequency, LV smart grid.

doi:10.12915/pe.2014.08.16

Wstęp

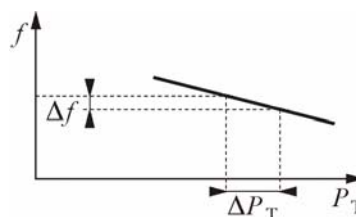
Przechodzenie od rozdzielczych sieci elektroenergetycznych zbudowanych klasycznie do inteligentnych dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych nie tylko staje się trendem, którym interesują się operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) w Polsce i na świecie, ale coraz częściej staje się rzeczywistością. Inteligentne liczniki, przyłączanie rozproszonych, w tym odnawialnych, źródeł energii elektrycznej, znaczący wzrost obserwowalności elementów w głębi sieci, automatyzacja urządzeń rozdzielczych, czy też programy redukcji obciążeń to jedne z wielu funkcjonalności znanych nam już dziś w zasilających nas sieciach elektroenergetycznych.

Jedną z funkcjonalności dedykowanych dla inteligentnych sieci elektroenergetycznych, a także dla samobilansujących się mikrosieci niskiego napięcia może być częstotliwościowe sterowanie odbiorami (CSO) bazujące na częstotliwości napięcia zasilającego, będące metodą zarządzania popytem DR (*ang.* Demand Response).

Sterowanie w oparciu o częstotliwość

Systemy elektroenergetyczne na świecie wykorzystują prąd przemienny o różnej częstotliwości. Najpowszechniej spotykane częstotliwości to 50Hz jak w przypadku Europy, Azji, Afryki, Australii i części Ameryki Południowej. Drugą powszechnie stosowaną częstotliwością sieci jest 60Hz stosowane powszechnie w Ameryce Północnej i Środkowej, w Korei Południowej, Arabii Saudyjskiej czy też na Tajwanie. Oczywiście nie zawsze w danym kraju występuje jedna częstotliwość – tak jak ma to miejsce chociażby w przypadku Japonii, która w zachodniej części kraju wykorzystuje 60Hz, a we wschodniej 50Hz, łącząc te systemy przez sprzęgła prądu stałego. Pomimo różnic w przyjętych wartościach znamionowych, dla wszystkich systemów istnieje zasadniczy związek pomiędzy bilansem mocy w systemie, a jego częstotliwością. Związek ten widać doskonale z charakterystyk wytwarzania w systemie elektroenergetycznym [15] co zostało zaprezentowane na rysunku 1, gdzie na osi P_T oznaczono sumaryczną moc zespołów wytwórczych, f oznacza częstotliwość w systemie, a Δf to zmiana częstotliwości przy zmianie wolumenu mocy o ΔP . Częstotliwość napięcia niższa niż zadana, mówi o niedoborze mocy w systemie, a częstotliwość wyższa od zadanej świadczy o nadwyżce mocy w systemie.

Kolejną niepomijalną cechą częstotliwości w systemie jest jej jednakowość w czasie w różnych elementach sieci, a więc zarówno za transformator blokowym na napięciu 400kV i domowym gniazdku częstotliwość napięcia będzie identyczna.



Rys. 1. Charakterystyka wytwarzania jako suma charakterystyk poszczególnych zespołów wytwórczych wchodzących w skład systemu elektroenergetycznego – opracowano na podstawie [15].

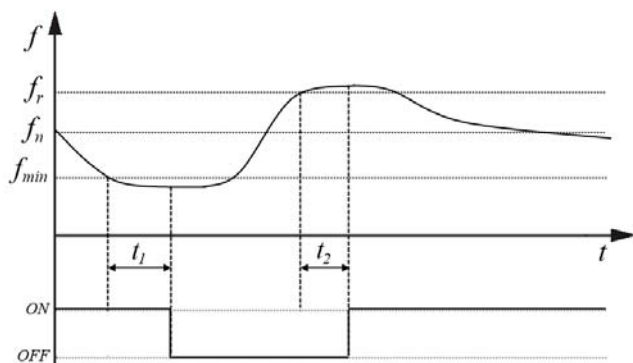
Wyżej opisane czynniki powodują, że częstotliwość jest parametrem, który powszechnie wykorzystywany jest jako sygnał wejściowy w regulatorach turbin czy też w zabezpieczeniach pod- i nadczęstotliwościowych generatorów. Jest również sygnałem wejściowym w automatyce samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO), która ma za zadanie chronić system przed załamaniem się częstotliwości, gdy system nie jest w stanie zbilansować zapotrzebowania i należy wyłączyć określoną część odbiorców [32]. Powszechność stosowanie kryterium częstotliwościowego oraz stosunkowo prosta jego implementacja powoduje, że może być interesującym narzędziem także w inteligentnych sieciach elektroenergetycznych (ISE).

Częstotliwościowe sterowanie odbiorami

Założeniem sterowania częstotliwością u odbiorców końcowych jest wyłączenie odbiorników gdy częstotliwość przez czas t_1 osiąga wartość częstotliwości f_{min} , która znajduje się poniżej częstotliwości nominalnej f_n i ponowne załączenie tych odbiorników, gdy częstotliwość wróci powyżej progu f_r i będzie utrzymywać się przez czas t_2 jak zostało to zobrazowane na rysunku 2. Bardzo istotne jest, aby różnica między f_r i f_{min} zapewniała odpowiednią histerezę.

Częstotliwość może być z powodzeniem stosowana do sterowania pracą grup odbiorów lub nawet pojedynczych odbiorników co niesie szereg zalet z punktu widzenia zarówno systemu jak i odbiorcy. Częstotliwościowe

sterowanie odbiorami umożliwia bilansowanie systemu elektroenergetycznego nie tylko po stronie wytwarzania, ale również po stronie odbioru co przekłada się na wzrost bezpieczeństwa i stanowi atrakcyjną alternatywę do klasycznego bilansowania po stronie wytwarzania.



Rys. 2. Zasada wyłączenia i załączenia odbioru na podstawie pomiaru częstotliwości.

Bilansowanie po stronie odbioru jest również rozwiązaniem obiecującym w kontekście boudowy mikro sieci niskiego napięcia pracujących z siecią sztywną np. przez sprzęgła DC – umożliwi to zmniejszenie przepływów mocy między mikro siecią, a systemem. W związku z faktem, że czas użytkowania mocy szczytowych w systemach elektroenergetycznych jest bardzo krótki, a energia wytwarzana w tych okresach jest relatywnie droga, CSO może być narzędziem do ograniczania kosztów na budowę nowych mocy wytwórczych działających w szczycie obciążeń. CSO może przez wygładzenie krzywej zapotrzebowania i przesunięcie konsumpcji poza okresy szczytów obciążeń wpisywać się w politykę zwiększania efektywności użytkowania energii zarówno po stronie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji jak i odbiorcy. Takie działania mogą nieść wymierne korzyści w postaci atrakcyjnej taryfy dla odbiorców chcących stosować CSO na swoich urządzeniach i pośrednio dla pozostałych odbiorców przez obniżenie cen energii w związku ze zmniejszeniem udziału najdroższych jednostek w tworzeniu wolumenu mocy w SEE [16, 18, 27].

Dopuszczalne poziomy częstotliwości

Jednym z pierwszych pytań dotyczących działania CSO są kwestie zakresu częstotliwości w jakich metoda ta może mieć zastosowanie. We wszystkich spotykanych przez autorów przypadkach progi częstotliwości powodujących rozruch i odpad funkcji częstotliwościowych znajdowały się w dopuszczalnych w danym kraju normatywnych granicach. W Polsce Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [25] dla odbiorców z grup I-V mówi, że wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia, oraz 50 Hz $+4\%$ / -6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia. Norma EN 50160:2010 [5] dla sieci połączonych synchronicznie z systemem elektroenergetycznym, która stosowana jest powszechnie w krajach Europejskich podaje zbliżone wymagania - wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale 50 Hz $\pm 1\%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 95 % tygodnia, oraz 50 Hz $+4\%$ / -6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia.. Dodatkowo określa, że dla pozostałych sieci wartość średnia częstotliwości mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia powinna być zawarta w przedziale 50 Hz $\pm 2\%$

(od 49 Hz do 51Hz) przez 99,5 % tygodnia, oraz 50 Hz $\pm 15\%$ (od 42,5 Hz do 57,5 Hz) przez 100 % tygodnia. Norma rosyjska GOST 13109-97 mówi, że normalne odchylenie częstotliwości wynosi $\pm 0,2\text{Hz}$ przez 95% doby, dopuszczalne maksymalne $\pm 0,4\text{Hz}$ przez 100% doby [11]. Norma ER P29, obowiązująca w RPA mówi, że dopuszczalna częstotliwość w sieci to $\pm 2\%$ ($\pm 1\text{Hz}$), a przy pracy wyspowej $\pm 2,5\%$ ($\pm 1,25\text{Hz}$), a jako maksymalne jakie mogą wystąpić definiuje $\pm 2,5\%$ ($1,25\text{Hz}$) dla pracy z siecią sztywną i $\pm 5\%$ ($2,5\text{Hz}$) przy pracy wyspowej. Zaznacza się, że częstotliwość w dopuszczalnym zakresie przy pracy z siecią musi być utrzymana przez 99,5% czasu w roku, a przy pracy wyspowej musi zawierać się w dopuszczalnym zakresie przez 95% czasu w roku [21]. W Wielkiej Brytanii wymaga się, aby częstotliwość zawierała się w zakresie $\pm 1\text{Hz}$ ($\pm 0,5\text{Hz}$) [28]. W Stanach Zjednoczonych, gdzie częstotliwość sieciowa wynosi 60Hz dopuszcza się jej zmianę w zakresie $\pm 0,5\text{Hz}$ [10]. Spośród wymienionych wymagań najbardziej rygorystyczne wydają się być postanowienia normy GOST stosowanej w krajach byłego Związku Radzieckiego. Jak zostanie to dalej wykazane na przykładach, automatyki sterujące odbiornikami bazujące na częstotliwości napięcia zasilającego wykorzystują nastawy zawierające się w zakresach opisanych w wymienianych dokumentach.

Wielka Brytania

W Wielkiej Brytanii częstotliwością sieciową jak już zostało wspomniane jest 50Hz, a dostawcy mają zapewnić zasilanie przy zachowaniu częstotliwości w zakresie $\pm 1\%$ (49,5-50,5Hz) poza sytuacjami awaryjnymi. Aby odpowiednio wspomagać odpowiednio elektrownie systemowe proponuje się kilka rozwiązań. Na wstępie należy zaznaczyć, że system brytyjski jest znacznie mniejszy od systemu UCTE w skład którego wchodzi Krajowy System Elektroenergetyczny, a częstość i zakres zmian częstotliwości są znacznie większe niż w KSE. Różnicę tą widać doskonale z porównania rozkładów statystycznych częstotliwości na rysunku 3 w systemie UKTSOA (*ang. UK Transmission System Operators Association*) i rysunku 5 w KSE. Dlatego atrakcyjność sterowanie odbiorów na bazie częstotliwości może mieć większy potencjał.

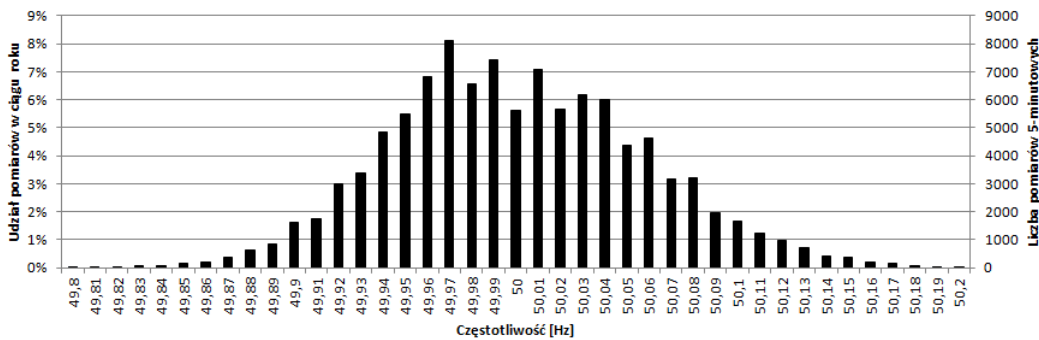
Jedną z nich to częstotliwościowe zarządzanie stroną popytową FCDM (*ang. Frequency Control Demand Management*). Odbiorcy biorący udział w programie muszą liczyć się z możliwością wyłączenia ich odbiorów w ciągu 2 sekund od otrzymania żądania na okres do 30 minut i statystycznie takie wyłączenie może mieć miejsce od 10 do 30 razy rocznie. Usługa jest adresowana do stosunkowo dużych odbiorców, bo wymagana redukcja obciążenia wynosi co najmniej 3MW – może to być suma obciążeń mniejszych odbiorników. Usługa jest odpowiedzią na potrzebę reagowania na duże odchylenia częstotliwości, których rozwój mógłby skutkować załamaniem się częstotliwości. Korzyścią do odbiorcy jest benefit wypłacany przez operatora sieci który jest iloczynem stawki za redukcję, mocy i sumarycznego czasu wyłączenia [20, 30]. Należy zauważyć, że jest to regulacja częstotliwością w układzie scentralizowanym – występuje wspólne źródło sygnałów wyłączających i jest nim OSP.

Drugą usługą to FFR (*ang. Firm Frequency Response*). Polega ona podobnie jak FCDM na redukowaniu mocy jednak wymagany jest większy wolumen rzędu 10MW. Usługa jest oferowana w ramach co miesięcznych przetargów, do których aby móc przystąpić należy przejść odpowiednią procedurę kwalifikacyjną. Niezbędne jest posiadanie odpowiedniego układu pomiarowego. Ponadto

trzeba zastosować odpowiednią automatykę zabezpieczeniową opartą na przekaźnikach częstotliwościowych, która zapewni wyłączenie żądanego wolumenu odbiorów. Nadzór nad działaniem musi być realizowany na bazie automatycznego urządzenia rejestrującego, którego dane będą podstawą do rozliczenia. Różnicą między FFR i FCDM jest również w sposobie wynagradzania. W FFR na płatność składa się z kilku stawek m.in. za gotowość, za zgłoszone oferty, za przyjęte ofert oraz ze stawki za każdą MWh, o którą odbiorca zmniejszył zużycie [20, 30].

W Wielkiej Brytanii powszechnie nie są dostępne dla odbiorców komunalno-bytowych taryfy z usługami DR

opartymi o częstotliwość [30], ale potencjał zaadaptowania sterowania urządzeniami domowymi takimi jak pralki, lodówki czy zmywarki do naczyń jest zauważalny w publikacjach brytyjskich badaczy [1, 19]. Pilotażowo w 2009 roku RWE Npower uruchomiło program w ramach, którego zainstalowane zostało 3000 lodówek z modulem sterującym, który na podstawie częstotliwości zadawały parametry pracy lodówki. Obniżanie częstotliwości poniżej nastawionego progu powoduje zmianę temperatury zadanej lub wyłączenie urządzenia. Moduł sterujący użyty w lodówkach może być stosowany w innych urządzeniach takich jak urządzenia klimatyzacyjne lub ogrzewacze wody [26].



Rys. 3. Rozkład statystyczny częstotliwości w systemie brytyjskim dla okresu od 2012-01-01 do 2012-12-31 – pomiary wykonywane raz na 5-minut – na podstawie pomiarów uzyskanych z [29].

Skandynawia

Kraje skandynawskie wyróżniają się dość mocno, jeżeli chodzi o integrację odnawialnych źródeł energii takich jak elektrownie wodne i fany wiatrowe, wpisując się tym działaniem w wizję budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Jednak cele takie jakie stawia sobie Dania - osiągnięcie 50% udziału generacji wiatrowej w strukturze wytwarzania do 2025 [3] – powodują, że niezbędne jest poszukiwanie rozwiązań pozwalających bilansować system, w którym generacja w znacznym stopniu jest trudna do zaprognozowania.

W Danii, Finlandii, Norwegii i Szwecji, które połączone są razem w ramach nordyckiego systemu elektroenergetycznego NPS (*ang. Nordic Power System*), początkowo regulacja oparta o częstotliwość była realizowana na zasadach zbliżonych do brytyjskiego FFR. Na przykład szwedzki operator systemu przesyłowego Svenska kraftnät kupuje na rynku usługę polegającą na ograniczeniu obciążenia na podobnych zasadach jak inne usługi interwencyjne – zakupy takich usług realizowane są zwykle w cyklach miesięcznych. Gdy zachodzi potrzeba oferenci, których zgłoszenia zostały wybrane obniżają zapotrzebowanie na żądanie OSP. Z usługi korzysta się, gdy częstotliwość obniży się o więcej niż 0,1Hz od znamionowej [31]. W Finlandii blisko 1000MW w przemyśle drzewnym, papierniczym, chemicznym i metalowym jest sterowane na bazie częstotliwości systemu [9]. Obecnie w NPS rezerwy są sklasyfikowane jako normalnie i nadzwyczajnie podlegające regulacji częstotliwościowej. Wśród rezerw podlegających sterowaniu w sytuacjach nadzwyczajnych wyróżnia się szybkie i wolne rezerwy, które są różnicowane ze względu na czas po jakim zadziałają oraz częstotliwość przy której są aktywowane [23]. Jak widać takie usługi były kierowane początkowo tylko do dużych odbiorców.

Poszukiwania kolejnego wolumenu mocy, który można byłoby ograniczać kierują się w stronę gospodarstw domowych i mniejszych odbiorników. Szacuje się, że operatorzy systemów przesyłowych NPS powinni mieć

możliwość zarządzania 1000MW wolumenu rezerwy nadzwyczajnej, który będą mogli zredukować w zakresie od 49,9-49,5Hz z czasem odpowiedzi 2-3 minuty [23]. Usługa taka nazywana DFCR (*ang. Demand Frequency Controlled Reserve*) [4] jest adresowana do odbiorców komunalno-bytowych. Na przykładzie duńskim do urządzeń, które mogą być objęte tego typu sterowaniem wymienia się: lodówki, zamrażarki, urządzenia klimatyzacyjne, podgrzewacze wody, elektryczne ogrzewania, pralki, suszarki do prania czy też zmywarki [17]. Programy takie nie są tylko czysto teoretyczne, ale doczekały się już wdrożeń.



Rys. 4. Sterownik DFCR – zaczerpnięto z [23]

Bornholm to duńska wyspa, na której realizowany jest projekt EcoGrid. W ramach projektu na wyspie ma zostać zbudowana zaawansowana inteligentna sieć elektroenergetyczna. Bornholm jest zasilany tylko jednym kablem podwodnym ze Szwecji pracującym na napięciu 60kV, który w ciągu 10 lat był 4 razy uszkodzony, powodując długie przerwy w dostawie energii. [13]. Istnieje więc potrzeba dążenia do przeciwdziałania takim sytuacjom poprzez zwiększenie samowystarczalności w ramach wyspy oraz przez inteligentne bilansowanie. Jedną z metod zarządzania bilansem jest między innymi DFCR zaimplementowana w lodówkach do napojów, które

wyłączają się gdy częstotliwość spadnie o 0,1Hz i łączą się z powrotem po ustabilizowaniu się częstotliwości [2]. Cała funkcjonalność sterowania w oparciu o częstotliwość może być zapewniona przez zastosowanie kontrolera DFCR, który przedstawiony jest na rysunku 4. Małe wymiary powodują, że z powodzeniem może być stosowany w większości urządzeń używanych w domach. Warto zaznaczyć, że urządzenia takie jak lodówki mogą być programowane nie tylko do pracy wyłącz/załęcz, ale zależnie od częstotliwości może zmieniać się zadana temperatura jaka ma być utrzymywana wewnątrz [23]. Z pewnością inicjatywa podjęta w Danii warta jest szczególnego zainteresowania, a uzyskane wyniki mogą posłużyć do rozwoju metod zarządzania popytem.

Stany Zjednoczone

W Stanach Zjednoczonych programy redukcji obciążeń wydają się być już powszechnie wdrażane w ramach programów poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej. Pierwsze programy redukcji obciążeń kierowane do odbiorców przemysłowych wprowadzane były już pod koniec lat 70-tych ubiegłego wieku, a obecnie pośród programów typu Demand Response uznanych przez amerykańskie instytucje rządowe, wyróżnia się kilkanaście różnych, których stosowanie jest zalecane. Wśród wymienianych jest regulacja częstotliwościowa FR (*Frequency Regulation*), która ma w ciągu kilku sekund zapewniać wzrost lub obniżanie zapotrzebowania w odpowiedzi na bieżące pomiary. Regulacja częstotliwością jest postrzegana jako atrakcyjne narzędzie ponieważ jej działanie jest zależne od częstotliwości, a ta z kolei z racji bycia wskaźnikiem zbilansowania jest dość dobrze powiązana z cenami chwilowymi na rynku energii. Wymaga się, żeby urządzenia były nastawiane na redukcję obciążenia w czasie poniżej 30 sekund, a czas trwania wyłączenia wynosi od kilku sekund do kilku minut. FR jest jednym z droższych narzędzi ponieważ wymaga szybkiej odpowiedzi ze strony odbioru, ale pozwala uzyskiwać znaczące oszczędności w skali systemu [7].

Jednym z bardziej interesujących większych wdrożeń adresowanych do dużych odbiorców, gdzie wykorzystywano do sterowania odbiorami częstotliwość była inicjatywa nazwana "Load Acting as a Resource" wprowadzona przez operatora ERCOT (*ang. Electric Reliability Council of Texas*) na terenie stanu Texas. Początkowo w 2002 roku programem było objęte 200MW, a w listopadzie 2004 już 1600MW – dla zobrazowania warto dodać, że maksymalna rezerwa wirująca jaką w tamtym czasie należało utrzymywać wynosiła 2300MW. Wyłączenie odbiorów odbywało się automatycznie z wykorzystaniem przekaźników podczęstotliwościowych lub bezpośrednio przez OSD. Usługa sprawdziła się kilkakrotnie jako narzędzie nie tylko do bieżącego bilansowania, ale również przy kilku awariach systemowych. Program jest kontynuowany do dnia dzisiejszego [6, 7].

Do tej pory wdrażane są kolejne rozwiązania – obecnie jednym z bieżących programów pilotażowych dla małego odbioru jest program operatora VCharge. W 50 domach w północno-wschodniej Pensylwanii bazując na częstotliwości steruje się 250 akumulacyjnymi piecami elektrycznymi. Piece są załączane, gdy w sieci jest nadwyżka mocy i energia jest relatywnie tania. Gdy cena rośnie i częstotliwość spada piece są automatycznie wyłączane. W ten sposób uzyskano 600kW usługi bilansującej z czasem odpowiedzi na poziomie 2 sekund [33].

Realizowane są również programy dla średniej wielkości odbiorców mogących zaoferować redukcję na poziomie co najmniej 100kW – w ramach programu pilotażowego taką

usługę, która jest wdrażana od 2008 roku, oferuje Independent System Operator of New England [12].

Dotychczasowe zrealizowane programy są postrzegane w Stanach Zjednoczonych jako potwierdzenie, że regulacja częstotliwością może być atrakcyjnym narzędziem do szybkiego bilansowania i zaleca się rozwijanie tego typu usług [7].

Nowa Zelandia

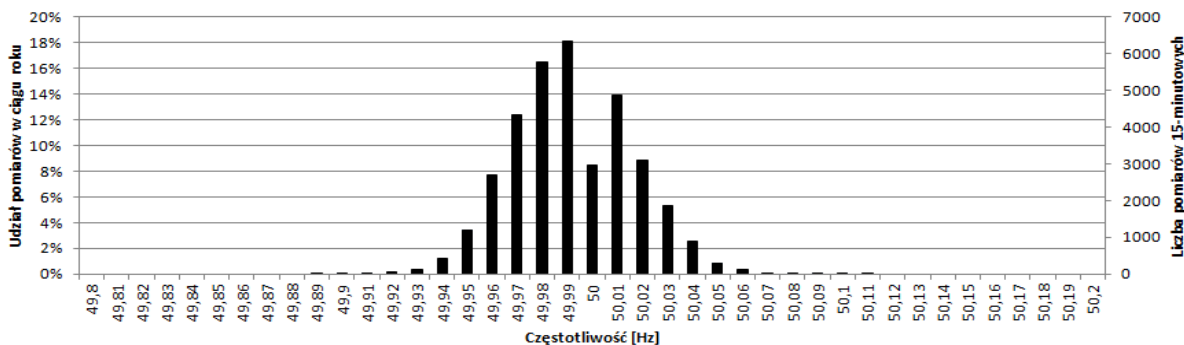
Sterowanie w oparciu o częstotliwość wydaje się być atrakcyjnym narzędziem szczególnie dla systemów elektroenergetycznych gdzie odchylenie standardowe dla częstotliwości jest stosunkowo duże. Kolejnym krajem, w którym realizowane są częstotliwościowe programy redukcyjne jest Nowa Zelandia. Orion, jeden z OSD działających na terenie kraju, oferuje specjalną taryfę, w której proponuje wyłączanie akumulacyjnych ogrzewaczy wody zainstalowanych u odbiorców komunalno-bytowych i biznesowych. Operator szacuje, że wyłączenie może mieć miejsce w mniej niż 2 razy w roku i maksymalnie na 2 godziny (dłużej przy dużych awariach). Ciekawostką jest, że częstotliwość mierzona jest centralnie, a sygnał o wyłączeniu jest rozsyłany za pośrednictwem PLC (*ang. Power Line Communication*) po przewodach fazowych linii elektroenergetycznych [22]. Podobne programy wdrażane są przez pozostałych operatorów w innych częściach kraju – rozwiązania często różnią się stopniem scentralizowania sterowania.

Chiny

W 2012 roku firma Honeywell oraz TEDA (*ang. Tianjin Economic-Technological Development Area*) w ramach Amerykańsko-Chińskiego Programu Współpracy Energetycznej podpisały porozumienie, dotyczące uruchomienia projektu pilotażowego obejmującego wdrożenie automatycznego zarządzania popytem Auto DR (*ang. Automated Demand Response*) w budynkach biurowych, rządowych oraz w firmach przemysłowych. Ma to pozwolić na obniżenie szczytowego zapotrzebowania w tych budynkach o 15-30% [8]. W ramach funkcjonalności Auto DR możliwe jest szybkie sterowanie odbiorami na bazie częstotliwości napięcia zasilającego z oczekiwanym czasem wyłączenia na poziomie poniżej 2s. Na chwilę obecną program nie został jeszcze zrealizowany.

Polska

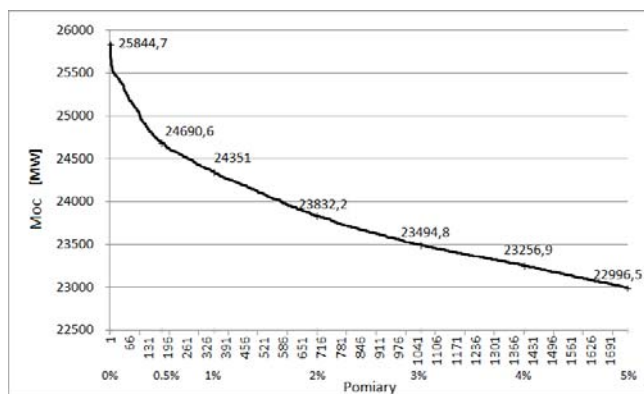
W kraju usługa typu Demand Response na dużą skalę pierwszy raz zaoferowana została przez PSE-Operator w 2013 roku. Usługa ta to nosi nazwę „Praca Interwencyjna: Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP”. Oferta skierowana była do dużych odbiorców energii elektrycznej mogących w krótkim czasie zaoferować obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną na żądanie operatora sieci przesyłowej (OSP). Ofertą zainteresowało się PGE GiEK SA składając ofertę redukcję od 21MW do 35MW przez okres całego roku. Cena została ustalona na kwotę 750 złotych netto za każdą megawatogodzinę zredukowanego zapotrzebowania [14, 24]. Czas redukcji wynosi 4 godziny, a OSP poinformuje wykonawcę o potrzebie skorzystania z usługi nie później niż na 6 godzin przed jej rozpoczęciem i wyda polecenie redukcji w czasie nie krótszym niż 2 godziny. Maksymalna liczba redukcji wyniesie 10 rocznie. Z racji czasów i wolumenu mocy usługa ma charakter programu przeciwwaryjnego opartego o umowę OSP-Wykonawca i nie jest to produkt taryfowy oferowany wszystkim zainteresowanym [24]



Rys. 5. Rozkład statystyczny częstotliwości w KSE dla okresu od 2012-01-01 do 2012-12-31 – pomiary wykonywane raz na 15-minut – pomiary własne B. Pawlickiego.

Obserwując rozkład statystyczny częstotliwości w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym przedstawiony na rysunku 5 można dojść do wniosku, że częstotliwość zmienia się niewielkim zakresie i wydaje się, że stosowanie bezpośredniego sterowania obciążeniem DLC (*ang. Direct Load Control*) wdrożonej przez PSE jest dobrym rozwiązaniem na wypadek problemów ze zbilansowaniem systemu.

Być może warto jednak rozbudować ofertę na wzór brytyjski, co dawałoby zdecydowanie większą pewność utrzymania częstotliwości w zadanym zakresie. Krzepiący natomiast jest fakt, że OSP widzi dostępne technologicznie rozwiązania w postaci bilansowania po stronie odbioru, co może dawać nadzieje na wdrażanie w przyszłości bardziej zaawansowanych systemów sterowania, nie tylko w sieci podległej OSP, ale również sieciach OSD. Niestety na chwilę obecną na bazie poszukiwań literaturowych autorzy stwierdzają, że w Polsce nie ma wdrożonego żadnego systemu częstotliwościowego sterowania odbiorem przyłączonego do sieci sztywnej. Analizując wolumen mocy w KSE przedstawiony na rysunku 6 wydaje się, że częstotliwościowe sterowanie odbiorami mogłoby być usługą, która pozwoliłaby ograniczyć czas wykorzystania mocy szczytowej – ograniczenie zapotrzebowania przez 0,5% czasu w roku pozwoliłoby obniżyć szczytowe obciążenie aż o 4,47% [18].



Rys. 6. Wolumen 5% posortowanych malejąco najwyższych mocy 15-minutowych [MW] w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym dla okresu od 2012-01-01 do 2012-12-31 – zacerpięto z [18].

Podsumowanie

Przyglądając się wybranym wdrożeniom na świecie przedstawionym w artykule należy stwierdzić, że częstotliwość jako wartość globalna w skali systemu elektroenergetycznego powoduje, że jej wartość jest sygnałem możliwym do wykorzystania w sterowaniu urządzeniami w dowolnym miejscu tego systemu. Nie ma znaczenia czy odbiory przyłączone są do sieci przesyłowej,

do sieci rozdzielczej SN czy też są to odbiory komunalno-bytowi zasilani z sieci niskiego napięcia. Wdrożenia na świecie pokazują, że można sterować dużymi odbiornikami w przemyśle, klimatyzacją w biurze i lodówką lub grzejnikiem w domu. Z racji istnienia silnego powiązania pomiędzy częstotliwością i bilansem mocy w systemie stosowanie kryterium częstotliwościowego może dawać bardzo dobre wyniki w postaci automatycznej odpowiedzi odbiorcy na potrzebę ograniczenia poboru mocy. Częstotliwościowe sterowanie odbiorami może być usługą pozwalającą zwiększyć efektywność wykorzystania energii elektrycznej. Analizując przykład systemu brytyjskiego i polskiego KSE połączonego w ramach UCTE z systemami krajów europejskich widać związek pomiędzy wielkością systemu i odchyleniem standardowym rozkładu statystycznego częstotliwości systemu - można stwierdzić, że im mniejszy jest system tym bardziej atrakcyjnym narzędziem jest częstotliwościowe sterowanie zapotrzebowaniem odbiorców. Stosowanie sterowania stroną popytową w ogóle, a w szczególności w oparciu o częstotliwość wydaje się być drogą do ograniczenia czasu wykorzystania mocy szczytowych w systemach elektroenergetycznych, co przełoży się na korzyści ekonomiczne jak i środowiskowe.

LITERATURA

- [1]. Aunedi M., Kountouriotis P., Calderon J., Angeli D.. Strbac G., Economic and Environmental Benefits of Dynamic Demand in Providing Frequency Regulation, Smart Grid, IEEE Transactions on, tom 4, zeszyt 4, 2013
- [2]. Bobrowski W., Inteligentna zielona sieć na Bornholmie, Wiadomości Elektrotechniczne, 02/2014
- [3]. DanskEnergi & Energinet.dk Report, Smart Grid in Denmark 2.0, www.energinet.dk/, dostęp na dzień 03.03.2014
- [4]. EA Energy Analyses Report, Electricity demand as frequency controlled reserve – experimental results, 2013
- [5]. EN 50160:2010, Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks, CENELEC, 2012.
- [6]. ERCOT Inc., <http://www.ercot.com/services/programs/load/>, dostęp na dzień 02.03.2014
- [7]. Federal Energy Regulatory Commission, National Assessment & Action Plan on Demand Response, 2010 Report, www.ferc.gov
- [8]. Fierce Smart Grid, <http://www.fiercesmartgrid.com/story/honeywell-teda-provide-china-smart-grid-dr/2012-01-18>, dostęp na dzień 03.03.2014
- [9]. Fingrid Oyj, www.fingrid.fi, dostęp na dzień 01.03.2014
- [10]. IEEE Std 446-1995: IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications
- [11]. GOST 13109-97, Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in public electrical systems.
- [12]. Independent System Operator of New England, <http://www.iso-ne.com/>, dostęp na dzień 03.03.2014
- [13]. Kumagai J., The Smartest, Greenest Grid, IEEE Spectrum Online, kwiecień 2013

- [14]. Lubczyński W., Postępowanie na zakup usługi „Praca Interwencyjna: Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP” - Spotkanie informacyjne dla wykonawców, Konstancin-Jeziorna, styczeń 2013,
- [15]. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, OWPW, Warszawa, 2007
- [16]. 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
- [17]. Marcus-Moller C., Demand as Frequency Controlled Reserve-Analysis of Technology and Potentials Student Project Report, Technical University of Denmark, 2006
- [18]. Marzecki J., Pawlicki B., Kształtowanie obciążeń u odbiorców końcowych w oparciu o częstotliwość napięcia zasilającego, Przegląd Elektrotechniczny, 01/2014
- [19]. Marshall T., Using Dishwashers to Provide Frequency Regulation Through Dynamic Demand, Graduate School at the Centre for Alternative Technology – Centre for Alternative Technology Science Symposium 2011, Powys
- [20]. NationalGrid Website, <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/frequency-response/>, dostęp na dzień 27.02.2014
- [21]. NRS 048-2:2003, Electricity supply – quality of supply, Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods.
- [22]. Orion New Zealand Ltd., <http://www.oriongroup.co.nz/>, dostęp na dzień 03.03.2014
- [23]. Østergaard J., Power System Balancing by Distributed Energy Resources (DER) and Flexible Demand, LCCC, Lund University, 18-20 maja 2011, Lund, Szwecja
- [24]. PSE-Operator S.A., „Podpisano pierwszą w historii polskiej energetyki umowę na megawaty”, www.pse-operator.pl, dostęp 27.02.2014
- [25]. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z dnia 29 maja 2007 r.)
- [26]. RWE Npower PLC, First dynamic demand trial to get under way, ENDS (Environmental Data Services), grudzień 2009
- [27]. Short J., Infield D.G., Freris L.L., Stabilization of grid frequency through dynamic demand control, IEEE Transaction on Power Systems, 22(3), 2007
- [28]. The Electricity Safety, Quality and Continuity Regulations 2002
- [29]. U.K. National Grid Status, www.gridwatch.templar.co.uk/, dostęp 27.02.2014
- [30]. Ward J., Pooley M., Owen G., GB Electricity Demand – realising the resource, Paper 4, What Demand-Side Services Can Provide Value to the Electricity Sector?, Sustainability First, 2012
- [31]. Walve, K., Frequency control in the Nordic Power System experiences and requirements, Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE
- [32]. Winkler W., Wiszniewski A., Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2004
- [33]. VCharge Inc., <http://vcharge-energy.com/>, dostęp na dzień 02.03.2014
- [34]. Xu Z., Østergaard J., Tøgeby M., Demand as Frequency Controlled Reserve, Power Systems, IEEE Transactions on (Tom:26 , Zeszyt: 3), 2011

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