Zeszyty Naukowe
Wyższej Szkoły Bankowej w Poznaniu
2015, t. 65, nr 8

Aleksander Korytowski

Politechnika Poznańska
Wydział Elektryczny
e-mail: aleksander.korytowski@gmail.com
tel. 667 486 780

Wpływ usług systemowych oraz generacji rozproszonej na pokrywanie zapotrzebowania na moc szczytową w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Streszczenie. *Rola generacji zdeterminowanej oraz usług systemowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym nieustannie wzrasta. Podobne zmiany zachodzą w całej Europie. Dlatego w pracy podjęto kwestie związane z mocą szczytową w Polsce, Niemczech oraz obszarze europejskim (zawężonym do terytorium podlegającego organizacji ENTSO-E). Scharakteryzowano również europejską bazę wytwórczą energii elektrycznej oraz podjęto próbę porównania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z bazami państw europejskich o podobnej mocy zainstalowanej. Publikacja ma na celu pokazanie znaczenia usług systemowych w bezpiecznej eksploatacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w obliczu dynamicznych zmian w produkcji energii w Polsce i Europie.*

Słowa kluczowe: *moc szczytowa, ENTSO-E, usługi systemowe, Krajowy System Elektroenergetyczny*

Wstęp

Rozwój technologii informacyjnych intensywnie zmienia sposoby i częstotliwość komunikacji między ludźmi. Dzięki nim następuje dynamiczna zmiana warunków pracy oraz sposobów spędzania wolnego czasu. Ma to w systemie elektroenergetycznym odbicie na dwóch płaszczyznach.

Po pierwsze, wykorzystywane są technologie informacyjne do zarządzania stroną wytwórczą KSE. Monitorując wiele parametrów i dzieląc się danymi

z partnerami, takimi jak OSP i OSD oraz organizacje regulacyjne, wytwórcy energii dopasowują się do popytu, reagują na zjawiska niespodziewane w coraz szybszym tempie, a także podlegają ciągłemu nadzorowi. Analogiczna sytuacja występuje w sektorze przesyłowo-dystrybucyjnym. Bieżąca analiza stanu sieci oraz dołączonych do niej źródeł pozwala na coraz większą kontrolę nad pracą KSE jako całością, jak również najmniejszych jego części składowych.

Po drugie, rozwijają się możliwości kontrolowania i dostosowywania strony popytowej w skali poszczególnych gospodarstw domowych lub przedsiębiorstw oraz w skali całego systemu.

W pracy przedstawiona została analiza zapotrzebowania na moc szczytową w KSE. Głównym problemem rozpatrywanym przez autora jest kwestia pokrywania wspomnianego zapotrzebowania przy uwzględnieniu wpływu usług systemowych oraz generacji rozproszonej. Takie sformułowanie tematu pozwala na uwzględnienie w rozważaniach roli wytwórców energii oraz jej konsumentów. Znaczenie sieci elektroenergetycznej zostało przedstawione w sposób możliwie zwięzły w celu skupienia uwagi na podaży i popycie na moc, które wynikają z dostępności oraz dyspozycyjności źródeł wytwórczych i magazynów energii na terenie Polski. Pominięta została rola wymiany transgranicznej oraz warunków sieciowych mogących uniemożliwić eksploatację źródła lub transfer energii do odbiorcy. Nieuwzględnione kwestie mają również znaczący wpływ na bilansowanie KSE, jednak nie zostaną przeanalizowane w tej pracy.

1. Moc szczytowa

Pojęcie mocy szczytowej oznacza poziom zapotrzebowania na moc czynną wyrażoną w watach dla danego zbioru urządzeń w danej chwili. W niniejszej pracy przez pojęcie mocy szczytowej w KSE rozumie się najwyższy dzienny wolumen zapotrzebowania na moc czynną wyrażoną w megawatach, określany na podstawie 15-minutowego średniego poboru mocy czynnej przez wszystkie urządzenia przyłączone do KSE z uwzględnieniem strat mocy. Piętnastominutowe okresy pomiarowe odpowiadają kolejnym 96 kwadransom doby. W takim znaczeniu będzie stosowane pojęcie mocy szczytowej w KSE. Istnieje wiele parametrów będących pochodnymi wartości mocy szczytowej, z których dwie godne uwagi to średnia miesięczna moc szczytowa w KSE oraz maksymalna roczna moc szczytowa w KSE. Pierwszy z nich pozwala dobrze zobrazować zmianę zapotrzebowania w poszczególnych miesiącach roku – kształt krzywej wyznaczonej przez poszczególne miesiące jest na przestrzeni lat podobny i pokazuje spadek zapotrzebowania od zimy do lata, a następnie wzrost od lata do zimy.

Tabela 1. Dane charakterystyczne systemów Polski, Niemiec i ENTSO-E z roku 2013

Wyszczególnienie	Polska	Niemcy	ENTSO-E
Moc zainstalowana [MW]	35 631,0	183 099,0	1 007 452,7
Moc szczytowa godzinowa [MW]	22 680,0	83 102,0	528 749,0
Minimalne obciążenie godzinowe [MW]	10 206,0	32 473,0	230 694,0
Produkcja energii [TWh]	150,9	596,4	3354,8
Konsumpcja energii [TWh]	145,5	554,8	3307,9
Elektrownie na paliwa kopalne [MW]	29 170,0	82 891,0	461 278,3
Elektrownie atomowe [MW]	0,0	12 068,0	126 395,0
Elektrownie wodne [MW]	2349,0	10 780,0	201 394,6
Źródła odnawialne [MW]	4112,0	77 360,0	218 384,8
Współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej [%]	63,7	45,4	52,5
Współczynnik minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej [%]	28,6	17,7	22,9
Produkcja energii przy mocy zainstalowanej [TWh]	312,1	1603,9	8825,3
Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej [%]	48,3	37,2	38,0

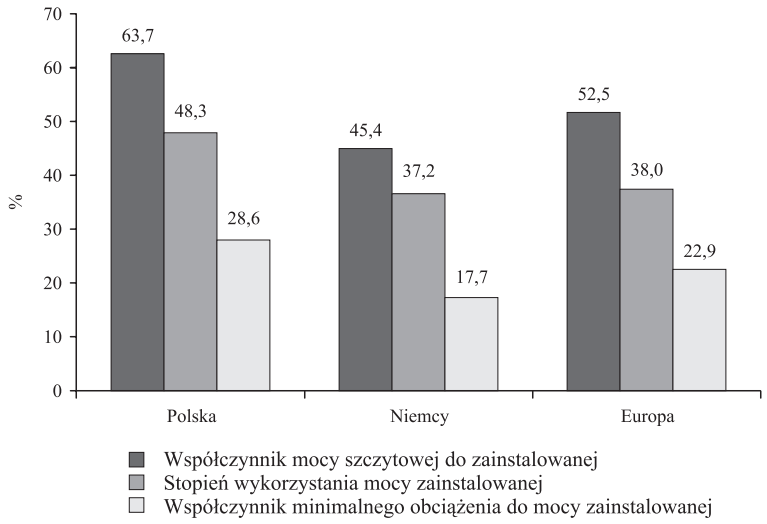
Źródło: na podstawie danych ENTSO-E: www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity [29.12.2014] oraz Statistical Factsheet 2013.

Każdy kraj ma swój unikalny, zależny od klimatu, rodzaju gospodarki, stopnia rozwoju oraz wielu innych czynników profil zapotrzebowania na moc szczytową, natomiast znajomość maksymalnej rocznej mocy szczytowej oraz wolumenu mocy zainstalowanej pozwala ocenić wielkość badanego systemu elektroenergetycznego.

Na podstawie danych z tabeli 1 można stwierdzić, że system polski stanowi jedynie ok. 3,5% mocy zainstalowanej w Europie, której wartość przekracza milion megawatów. Produkcja energii w Polsce stanowi natomiast ok. 4,5% energii wygenerowanej w Europie. Wykorzystano trzy wskaźniki wyrażone w procentach w celu porównania polskiego względnego systemu z niemieckim i europejskim:

1. Współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej otrzymano poprzez przyrównanie mocy szczytowej pobieranej w danym systemie do mocy w nim zainstalowanej.

2. Analogicznie opracowano współczynnik minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej.



Rysunek 1. Porównanie wskaźników obliczonych dla Polski, Niemiec i Europy

Ź r ó d ł o: jak w tabeli 1.

3. Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej otrzymano poprzez odniesienie wyprodukowanej w systemie energii do wolumenu energii, którą dany system mógłby wygenerować przy całkowitym wykorzystaniu mocy zainstalowanej przez cały rok.

Wskaźniki zobrazowano na rysunku 1.

Z analizy danych przedstawionych na rysunku wynika kilka istotnych wniosków:

1. Współczynnik mocy szczytowej do zainstalowanej oraz stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w Polsce są znacznie wyższe niż w Niemczech oraz całej Europie.

2. Intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii (RFN) skutkuje spadkiem współczynnika mocy szczytowej do zainstalowanej ze względu na zdecydowanie niższą dyspozycyjność OZE w porównaniu z elektrowniami konwencjonalnymi, ale jest on również związany z zachowaniem mocy rezerwowych, gwarantujących generację energii w czasie niskiej generacji elektrowni bazujących na zmiennych siłach natury.

3. Różnica pomiędzy wartością współczynnika minimalnego obciążenia do mocy zainstalowanej a współczynnika mocy szczytowej do zainstalowanej wynosi 35 punktów procentowych w Polsce, 28 w RFN i 30 w Europie. Przedstawia ona amplitudę zmiany obciążeń występujących w danym systemie w ciągu roku, odniesioną do mocy zainstalowanej.

4. Z dużą dozą prawdopodobieństwa można stwierdzić, że Energiewende oraz polityka klimatyczna Unii Europejskiej spowodują odejście od XX-wiecznych koncepcji projektowania systemów w oparciu o źródła dyspozycyjne na rzecz systemów elektroenergetycznych, w których moc zainstalowana będzie kilkukrotnie przekraczała wartość mocy szczytowej.

2. Analiza europejskiej bazy wytwórczej energii elektrycznej

Organizacja ENTSO-E zrzesza operatorów systemów przesyłowych z 27 krajów Unii Europejskiej (wszystkie poza Maltą), a także ze Szwajcarii, Norwegii, Islandii, Serbii, Czarnogóry, Bośni i Hercegowiny oraz Republiki Macedonii. Dysponuje ona dokładnymi danymi dotyczącymi systemów elektroenergetycznych zrzeszonych państw. Z tego względu niniejsza analiza systemu europejskiego sprowadzona została do analizy części podlegającej kontroli ENTSO-E. W badaniach nie uwzględniono pozostałych dwunastu państw znajdujących się (również częściowo) w Europie, w tym Ukrainy, Białorusi i Federacji Rosyjskiej.

Porównanie mocy zainstalowanej netto z energią wygenerowaną w ENTSO-E (dane za 2013 r.) pozwala zauważyć znaczne różnice pomiędzy udziałami energii wygenerowanej w danych rodzajach elektrowni a ich udziałami w całkowitej mocy zainstalowanej. Udział energii atomowej jest dwukrotnie większy niż udział mocy zainstalowanej w elektrowniach atomowych. Odwrotna sytuacje występuje w przypadku odnawialnych źródeł energii, gdzie stosunek dotyczący energii jest znacznie mniejszy od stosunku mocy.

Wartości współczynników wykorzystania pozwalają sformułować następujące wnioski:

1. Elektrownie wiatrowe i słoneczne generują wedle dostępności energii pierwotnej praktycznie nieograniczone dyspozycjami operatorów systemów przesyłowych (poza sytuacjami odłączenia źródła od sieci na żądanie operatora ze względu na zagrożenie uszkodzenia sieci). Otrzymane współczynniki ilustrują realne wykorzystanie mocy zainstalowanych technologii wiatrowych oraz słonecznych, a także ukazują ich ograniczenia. Kluczowy wpływ na wartości tych współczynników mają warunki klimatyczne, które nie są zależne od działań człowieka, dlatego jedyną możliwością zwiększenia wykorzystania mocy z omawianych odnawialnych źródeł energii jest rozwój technologii, skutkujący przyrostem sprawności.

2. Moc zainstalowana elektrowni atomowych została wykorzystana w ponad 77%, co pozwala stwierdzić, że technologia ta pokrywała część obciążenia podstawowego i ograniczała produkcję tylko w sporadycznych przypadkach.

Tabela 2. Faktyczna oraz teoretycznie możliwa produkcja energii w ENTSO-E (dane z 2013 r.)

Rodzaj elektrowni	Produkcja energii [TWh]	Produkcja energii przy mocy zainstalowanej [TWh]
Na paliwa kopalne	1461,7	4040,8
Wodne	590,5	1764,2
Atomowe	857,2	1107,2
Wiatrowe	234,7	998,5
Słoneczne	80,4	689,8
Biomasowe	92,2	203,7
Inne	10,4	12,6

Ź r ó d ł o: jak w tabeli 1.

3. Pomimo że elektrownie na paliwa kopalne wygenerowały prawie połowę energii w ENTSO-E, to wykorzystały swoje możliwości jedynie w 36,2%. W sytuacji, gdy energia z OZE ma pierwszeństwo w sieci, a elektrownie atomowe generują z najmniejszymi kosztami zmiennymi, elektrownie na paliwa kopalne generują w czasie, gdy brakuje energii z innych źródeł – co zmienia charakter pracy wielu takich jednostek na regulacyjno-interwencyjny.

Polska dysponuje siódmą największą bazą wytwórczą w ENTSO-E, jednak RFN, Francja, Hiszpania i Włochy przekraczają każde z osobna 100 000 MW i razem z Wielką Brytanią posiadają 60% mocy w ENTSO-E. Najbliższa polskiemu miksowi energetycznemu jest Holandia, w której dominują źródła opalane paliwami kopalnymi, a na kolejnej pozycji znajdują się OZE, które w obu krajach wygenerowały po ponad 12 TWh energii elektrycznej. Znacząca jest natomiast różnica pomiędzy produkcjami elektrowni na paliwa kopalne – wolumen pochodzącej z nich energii był w Polsce prawie dwukrotnie większy niż w Holandii. Jednocześnie, w 2013 r., system holenderski zaimportował aż 16,5% energii skonsumowanej w kraju, czego przyczyną była niska cena energii w państwach ościennych. Głównym dostawcą była RFN, z której wpłynęło aż 24,6 TWh, następnie Belgia (4,4 TWh) oraz Norwegia (4,2 TWh). RFN hojnie obdziela sąsiadów nadwyżkami energii z OZE, Belgia stanowi kraj tranzytowy dla energii pochodzącej z francuskich elektrowni jądrowych, a Norwegia eksportuje energię z elektrowni wodnych, które wyprodukowały 96% norweskiej energii elektrycznej. Sytuacja Holandii pokazuje, że rodzime elektrownie spalające holenderski gaz lub importowany węgiel przegrywają konkurencję z zagranicznymi producentami korzystającymi z technologii nie opartych na paliwach kopalnych.

Przykładem zharmonizowanej bazy wytwórczej energii elektrycznej jest system szwedzki. Wykorzystane w 76% moce wytwórcze elektrowni atomowych,

wraz z elektrowniami wiatrowymi oraz biomasowymi (pracującymi również w kogeneracji), pokrywały większą część obciążenia podstawowego, uzupełniane przez hydroelektrownie, pokrywające również obciążenie podszczytowe i szczytowe. Elektrownie na paliwa kopalne stanowiły rezerwę systemową i pracowały tylko w szczególnych przypadkach, wykorzystując moce zainstalowane na poziomie 11%. Wyraźnie widać, że KSE jest całkowicie odmienny od systemu szwedzkiego. Jedynym punktem wspólnym jest podobna rola OZE oraz uzyskiwane z nich wolumeny energii. Ze względu na krajowe warunki hydrologiczne Polska nie może opierać bazy wytwórczej na elektrowniach wodnych, w przeciwieństwie do krajów skandynawskich.

Z dokonanego porównania KSE z systemami o podobnej mocy zainstalowanej znajdującymi się w Europie wynika, że w Polsce możliwy jest rozwój importu energii elektrycznej oraz budowa znaczących mocy w nieobecnych dotąd elektrowniach atomowych. Wraz z powstaniem elektrowni atomowych oraz rozwojem OZE zmniejszy się rola elektrowni na paliwa kopalne w pokrywaniu zapotrzebowania podstawowego. Jednocześnie utrzymana zostanie ich rola w pokrywaniu zapotrzebowania podszczytowego oraz szczytowego. Taka zmiana wymusi stworzenie nowego sposobu finansowania elektrowni węglowych i gazowych, ponieważ dochody ze sprzedaży energii elektrycznej na konkurencyjnym rynku nie będą w stanie pokryć ich kosztów amortyzacji oraz funkcjonowania. Z tego względu opracowywane są obecnie koncepcje działania tzw. rynku mocy w Polsce. Aktualnie funkcjonuje mechanizm rezerw operacyjnych.

Ze względu na warunki klimatyczne, posiadane złoża surowców oraz historycznie podobną bazę wytwórczą energii elektrycznej polski sektor energetyczny powinien uważnie obserwować zmiany zachodzące w systemie niemieckim oraz brytyjskim i, korzystając z ich doświadczeń, budować długoletnią strategię.

3. Usługi systemowe w Polsce

Rosnący udział generacji zdeterminowanej[1] w systemie powoduje wzrost zapotrzebowania na moce regulacyjne. Konieczność rezerwowania mocy źródeł rozproszonych, których znaczną większość stanowią OZE, wiąże się ze wzrostem zapotrzebowania na usługi regulacyjne, natomiast obecne możliwości regulacyjne, ulokowane głównie w elektrowniach cieplnych, są ograniczone. W celu zwiększenia podaży usług regulacyjnych tworzone są zachęty do inwestycji w nowe moce regulacyjno-interwencyjne, a także modyfikowane są zasady

[1] Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

pozyskiwania regulacyjnych usług systemowych (RUS). Obowiązujące zasady są przedstawione w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej", w części „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi". Poniżej przedstawiony został katalog usług systemowych wyszczególnionych we wspomnianym dokumencie (IRiESP), gdzie:

JG_{Wa} – Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna.

GWS – Generacja Wymuszona względami Sieciowymi.

(1) Regulacyjne usługi systemowe (RUS) JG_{Wa}.

(1.1) Operacyjna rezerwa mocy.

(1.2) Udział w regulacji pierwotnej.

(1.3) Udział w regulacji wtórnej.

(1.4) Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem.

(1.5) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej.

(2) Usługa uruchomienia JG_{Wa}.

(3) Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.

(3.1) Praca interwencyjna.

(3.2) Interwencyjna rezerwa zimna.

(3.3) Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP.

(4) Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (nazywana dalej również „usługą GWS").

(5) Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.

W dalszych rozważaniach uwaga została skupiona na punktach nr 1 oraz 3.

Zgodnie z IRiESP: operacyjna rezerwa mocy są to zdolności wytwórcze JG_{Wa} będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla OSP ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach umów sprzedaży energii oraz na rynku bilansującym w ramach generacji swobodnej. Oznacza to, że OSP zakupuje zdolności wytwórcze w elektrowniach, których moc dyspozycyjna nie będzie w całości wykorzystana na planową generację energii, co stanowi przychód dla podmiotu sprzedającego swoje zdolności, osiągany praktycznie bez kosztów zmiennych. Wraz ze wzrostem generacji zdeterminowanej spada wykorzystanie mocy w jednostkach konwencjonalnych, co powoduje spadek wpływów finansowych ze sprzedaży energii, a jednocześnie powiększa się nadwyżka mocy dyspozycyjnej. Ta nadwyżka jest wykorzystywana pod postacią operacyjnej rezerwy mocy do zagwarantowania dostarczenia energii w procesie bilansowania systemu przesyłowego przez operatora. Wolumen operacyjnej rezerwy mocy jest ustalany przez OSP, który dokonuje zakupu mocy w ilości dostosowanej do warunków panujących w KSE.

Regulacja pierwotna oraz wtórna wymagają utrzymywania sprawnych układów regulacji, co jest obligatoryjne dla wszystkich JG_{Wa}. Wymagany zakres regulacji pierwotnej wynosi ok. ±170 MW, natomiast zakres regulacji wtórnej to ±500 MW. Oba zakresy zostały ustalone przez OSP na podstawie wytycznych

ENTSO-E oraz analiz systemowych w dobie n-1. OSP dokonuje zakupu udziału JG_{Wa} w każdym z dwóch typów regulacji niezależnie, a następnie wydaje polecenia załączenia układów regulacji poprzez Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

Praca z zaniżeniem polega na prowadzeniu ruchu JG_{Wa} z obciążeniem poniżej jej mocy minimum technicznego, a praca z przeciążeniem, analogicznie – z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Istotnym wymaganiem dla tej usługi jest zakres dostępnej mocy regulacyjnej, który musi być większy od 5 MW. Oznacza to możliwość pracy z mocą co najmniej o 5 MW mniejszą od minimum technicznego przy zaniżeniu oraz z mocą co najmniej o 5 MW wyższą od mocy osiągalnej w przypadku przeciążenia. Generacja z mocą poza pasmem mocy osiągalnej danego źródła wiąże się najczęściej ze spadkiem sprawności przetwarzania energii, co jest uwzględniane w obliczeniach kosztów tych usług.

Podobnie jak w przypadku regulacji pierwotnej i wtórnej, Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne są zobowiązane do utrzymywania sprawnych układów automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE). OSP dokonuje zakupu udziału JG_{Wa} w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, a następnie wydaje polecenia załączenia układów regulacji poprzez Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.

Usługi w zakresie rezerwy interwencyjnej mają na celu zapewnienie krótko- oraz długotrwałego bezpieczeństwa KSE.

Pierwszą z tych usług jest praca interwencyjna, realizowana jedynie przez jednostki wytwórcze pompowo-szczytowe oraz jednostki wytwórcze w elektrowniach gazowych. Takie ograniczenie technologiczne jest spowodowane koniecznością szybkiego zwiększenia wytwarzania energii, które jest istotą pracy interwencyjnej. Czas uruchomienia elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu do pracy turbinowej wynosi 180 s[2], natomiast rozruch turbiny gazowej to kwestia 15-20 minut[3]. Powyższe rodzaje źródeł mają najkrótsze czasy uruchomień z wykorzystywanych na dużą skalę technologii energetycznych, co predestynuje je do skutecznego reagowania na zmiany mocy zachodzące w bieżącej eksploatacji KSE.

Usługa interwencyjnej rezerwy zimnej pełniona będzie natomiast przez centralnie dysponowane jednostki wytwórcze cieplne po 1.01.2016 r. Warunkiem realizacji tej usługi przez jednostki wytwórcze będzie przyznanie im prawa do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych, zgodnie z art. 33 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych

---

[2] www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2003/8/elektroenergetyka_nr_03_08_01.pdf [09.01.2015].

[3] www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2006/5/elektroenergetyka_nr_06_05_02.pdf [09.01.2015].

(zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)[4] oraz wystąpienie zapotrzebowania na usługę interwencyjnej rezerwy zimnej, określonego przez OSP.

Zarówno w przypadku pracy interwencyjnej, jak i interwencyjnej rezerwy zimnej OSP dokonuje zakupu gotowości do świadczenia rezerwy interwencyjnej oraz wykorzystania rezerwy interwencyjnej. Oznacza to, że podmiot świadczący usługę otrzymuje wynagrodzenie stałe zależne od zakontraktowanej mocy oraz wynagrodzenie zmienne, zależne od wykorzystanej mocy. Dzięki takiemu rozwiązaniu inwestycje w moce interwencyjne mogą opierać wyliczenia opłacalności na podstawie stałych wpływów, unikając ryzyka nieuzyskania wpływów w wypadku niewykorzystania mocy zakontraktowanej przez OSP. Inaczej kształtują się przepływy finansowe dotyczące ostatniej usługi, jaką jest usługa redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przez sterowane odbiory energii. Dostawcy tej usługi otrzymują wynagrodzenie jedynie za wykorzystanie rezerwy interwencyjnej, tzn. zmniejszenie ilości pobieranej z sieci mocy na polecenie OSP. W ramach przedstawionego katalogu usług spółka PSE, będąca operatorem systemu przesyłowego, podpisała w latach 2013-2014 kilka znaczących umów na regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.

30 grudnia 2014 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne podpisały umowę ze spółką PGE Energia Odnawialna[5]. Świadczona przez PGE Energia Odnawialna usługa pracy interwencyjnej będzie polegała na dysponowaniu oraz wykorzystaniu przez OSP elektrowni szczytowo-pompowych Żarnowiec, Porąbka Żar, Dychów i Solina. Operator pozyskał w ten sposób moce przeznaczone do interwencyjnego równoważenia bieżącego bilansu mocy czynnej i biernej w systemie oraz do sterowania rozpływami mocy w sieci przesyłowej na lata 2015-2018. Podpisana umowa gwarantuje OSP zdalny dostęp do mocy interwencyjnych oraz krótki czas aktywacji pełnej mocy osiągalnej przez wybrane jednostki wytwórcze.

W latach 2013-2014 PSE ogłosiło i rozstrzygnęło, na polecenie OSP, cztery przetargi na usługę redukcji zapotrzebowania. Pierwszy przetarg wygrała spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, oferując kwotę 750 zł za każdą megawatogodzinę zredukowanego zapotrzebowania[6]. Ostatni przetarg pozwolił natomiast uzyskać 127 MW mocy interwencyjnych, z czego 50 MW zagwarantowało PGE GiEK, a za pozostałe 77 MW odpowiada spółka Enspirion z grupy Energa, będąca agregatorem. Ceny jednej megawatogodziny redukcji różniły się w zależności od oferty i mieściły w przedziale od 950 do 1199 zł. Ceny

---

[4] Dz. Urz. UE L334/37.

[5] http://energetyka.wnp.pl/umowa-pse-i-pge-energia-odnawialna-ws-uslugi-pracy-interwencyjnej,241534_1_0_0. html [9.01.2015].

[6] http://www.cire.pl/item,72789,1,0,0,0,0,0,pge-giek-wygralo-przetarg-pse-na-negawaty.html [9.01.2015].

pakietów letnich oraz zimowych były sobie równe w ramach przedstawionych ofert[7]. Umowy na usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP zawierane są na okres 24 miesięcy. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, zgodnie ze swoją strategią, będą w kolejnych latach rozbudowywać portfel tego typu usług. Poprzez rozwijanie mechanizmów zarządzania popytem OSP wzmacnia bezpieczeństwo funkcjonowania KSE oraz przeprowadza optymalizację kosztową bilansowania systemu.

Mechanizmy zarządzania popytem (DMS – ang. *Damand Side Management*) nie ograniczają się do usług realizowanych na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego. DMS polega również na celowym wywoływaniu postaw racjonalizujących zużycie energii u odbiorców. Korzystne dla eksploatacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zmiany poboru mocy, odzwierciedlone na dobowym wykresie zapotrzebowania na moc w KSE, dzielimy na sześć podstawowych kategorii[8]:

– obcięcie szczytu – obniżenie zapotrzebowania na moc w okresach szczytowego obciążenia,

– wypełnianie dolin – podstawowym celem jest zwiększenie zużycia energii w okresach pozaszczytowych,

– przesunięcie obciążenia – łączy cechy dwóch poprzednich kategorii,

– strategiczne oszczędzanie – ma na celu obniżenie całkowitego zużycia energii,

– strategiczne zwiększenie obciążenia – dążenie do zwiększenia sprzedaży energii elektrycznej,

– elastyczne kształtowanie krzywej obciążenia – jest opcją, która bierze pod uwagę niezawodność dostaw energii i dostosowanie obciążenia do bieżącej sytuacji systemowej.

Racjonalizacja zużycia energii przez odbiorców jest obecnie realizowana poprzez zastosowanie taryf dwustrefowych, takich jak taryfa G12 dla gospodarstw domowych. Niższa cena w strefie czasowej znajdującej się poza szczytem porannym i szczytem wieczornym stanowi ekonomiczną zachętę do korzystania z energii elektrycznej w czasie mniejszego zapotrzebowania na moc w KSE. Jednocześnie cena w strefie czasowej obejmującej szczyty jest wyższa od ceny w taryfie jednostrefowej G11, co stanowi zachętę do zmniejszenia poboru energii w wyznaczonych godzinach. Rozwój tzw. inteligentnych sieci elektroenergetycznych ma na celu m.in. umożliwienie wprowadzenia taryf, w których cena energii będzie zmieniała się dynamicznie, zależnie od możliwości generacji źródeł

---

[7] http://energetyka.wnp.pl/pse-rozstrzygnely-kolejny-przetarg-negawaty,236876_1_0_0.html [9.01.2015].

[8] Przytoczone za: dr inż. Paweł Bućko, Politechnika Gdańska, projekt badawczy nr N511 376235.

wytwórczych w danej chwili. Taka zmienność cen pozwoli zwiększyć dostosowanie popytu na energię elektryczną do podaży w coraz większym stopniu zależnej od generacji zdeterminowanej.

Poza obecnym katalogiem usług systemowych do roku 2020 może w Polsce zaistnieć rynek mocy. Jest to rozwiązanie mające na celu utrzymywanie zdolności produkcyjnych energii elektrycznej na większym od opłacalnego poziomie, pozwalające na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Rynek mocy funkcjonuje już w ośmiu krajach UE. W Polsce mógłby ruszyć najwcześniej w roku 2016 lub 2017. Tworząc rynek mocy, należy wybrać jedną z trzech koncepcji – zapewnianie rezerwy poprzez utrzymanie pracy jednostek nieekonomicznych, zapewnianie dodatkowego źródła przychodów dla wytwórców zmuszonych ograniczyć swoje zdolności produkcyjne albo wykorzystanie rynku mocy do wspierania określonych technologii.

Podsumowanie

Mnogość rozwiązań dotyczących bezpiecznej i efektywnej eksploatacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, które zostały wprowadzone na przestrzeni ostatnich lat, wskazuje na intensywną ewolucję KSE. Proces ewolucji będzie kontynuowany w kolejnych latach z uwzględnieniem uwarunkowań technicznych, ekonomicznych, środowiskowych, geopolitycznych, społecznych oraz formalnoprawnych. Uwarunkowania techniczne tracą na znaczeniu w stosunku do pozostałych wymienionych, czego najlepszym przykładem jest intensywny rozwój generacji zdeterminowanej (głównie w postaci odnawialnych źródeł energii), wynikający z uwarunkowań środowiskowych przedstawionych w dyrektywach Unii Europejskiej. Przyjęcie dyrektyw implikuje powstanie krajowych uwarunkowań formalnoprawnych oraz dostosowanych do nich rozwiązań rynkowych. Zmiany wprowadzone przez Operatora Systemu Przesyłowego charakteryzują się postępującą integracją rynku regulacyjnych usług systemowych z rynkiem bilansującym, co pozwala m.in. na coraz bardziej dynamiczne kształtowanie krzywej obciążenia oraz wytwarzania.

Ze względu na rozwój generacji zdeterminowanej oraz rynku energii następuje odejście od XX-wiecznych koncepcji projektowania systemów elektroenergetycznych w oparciu o dyspozycyjne źródła centralne na rzecz systemów elektroenergetycznych, w których moc zainstalowana w wielu rozproszonych jednostkach będzie kilkukrotnie przekraczała wartość mocy szczytowej. W systemach przyszłości energia będzie płynęła z wielu źródeł o różnych charakterystykach pracy, co wymusi lokalne bilansowanie poszczególnych części systemów. Przeprowadzona analiza pokazała zależności występujące pomiędzy rozwojem

generacji zdeterminowanej i rozproszonej oraz rozwojem usług systemowych. Rola tego typu generacji, a także wspomnianych usług w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym nieustannie wzrasta, przy czym wprowadzanie kolejnych usług systemowych jest uzasadnione powstaniem znacznej generacji zdeterminowanej, a jednocześnie pozwala na jej dalszy rozwój przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy KSE. Zachodzące zmiany powodują również wzrost zainteresowania metodami akumulacji energii, które mogłyby znacząco rozszerzyć możliwości bilansowania systemów elektroenergetycznych.

Literatura

Bućko P., *Konkurencja w dostawie regulacyjnych usług systemowych*, „Rynek Energii" 2008, nr 2.
Bućko P., *Regulacyjne usługi systemowe w zakresie mocy czynnej w warunkach rynkowych*, „Rynek Energii" 2010, nr 4.
Dz. Urz. UE L334/37.
ENTSO-E, *Electricity in Europe 2013*, Bruksela 2014.
ENTSO-E, *Statistical Factsheet 2013*, Bruksela 2014.
http://energetyka.wnp.pl/pse-rozstrzygnely-kolejny-przetarg-negawaty,236876_1_0_0.html [9.01.2015].
http://energetyka.wnp.pl/umowa-pse-i-pge-energia-odnawialna-ws-uslugi-pracy-interwencyjnej,241534_1_0_0.html [9.01.2015].
Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, *Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*, tekst jednolity obowiązujący od dnia 1.08.2014.
www.cire.pl/item,72789,1,0,0,0,0,0,pge-giek-wygralo-przetarg-pse-na-negawaty.html [9.01.2015].
www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2003/8/elektroenergetyka_nr_03_08_01.pdf [9.01.2015].
www.elektroenergetyka.pl/upload/file/2006/5/elektroenergetyka_nr_06_05_02.pdf [9.01.2015].
www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity [29.12.2014].

The influence of system services and distributed generation on peak load management in the National Power System

Abstract. *The importance of determined generation and system services in the National Power System rises constantly. Similar changes happen all over the Europe. The first part of the work presents the peak load definition and indicators related to it, such as, peak load to installed capacity coefficient. Polish, German, and European (ENTSO-E's) system parameters have been analyzed. The next part characterizes the European power generation base and shows a comparison of the National Power System and other European systems based on similar installed capacities. The final section introduces the catalogue of system services prepared by the Transmission System Operator and presents a realization of chosen services. The publication aims to show the importance of system services in the safe exploitation of the National Power System in the conditions of dynamic change of energy production in Poland and in Europe.*

Keywords: *peak load, ENTSO-E, system services, National Power System*