



ZDECENTRALIZOWANY MODEL RYNKU REGULACYJNYCH USŁUG SYSTEMOWYCH

dr inż. Paweł Bućko / Politechnika Gdańska

Praca finansowana ze środków na naukę w latach 2008–2010 jako projekt badawczy nr N511 376235

1. WSTĘP

Obecnie usługi systemowe są pozyskiwane i zarządzane w modelu scentralizowanym przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Mechanizm pozyskania usług, mimo że włączony w mechanizmy Rynku Bilansującego (RB), w praktyce funkcjonuje jako mechanizm wydzielony, szczególnie w zakresie handlowym. Integracja obejmuje głównie techniczny aspekt funkcjonowania RB [3, 4]. Wymagana wielkość mocy w różnego rodzaju rezerwach jest traktowana jako ograniczenie techniczne przy tworzeniu dobowych planów koordynacyjnych. W dostawie usług uczestniczą głównie elektrownie systemowe, najwięksi odbiorcy mogą być wykorzystywani w bardzo ograniczonym stopniu. Cena za świadczenie usługi nie jest wyznaczana w cyklu aukcyjnym, lecz wycena opiera się albo na uproszczonym szacowaniu kosztów ponoszonych z tytułu świadczenia usługi (w przypadku regulacji pierwotnej i wtórnej), albo na stawkach wynegocjowanych w umowach dwustronnych (dla rezerwy interwencyjnej). Rezerwa pierwotna i wtórna wyceniana jest na podstawie cen za generację wymuszoną w źródłach, które wynikają z kalkulacji kosztowej i w praktyce są cenami regulowanymi. Ceny rezerw interwencyjnych są określane na podstawie stawek wynegocjowanych w rocznych umowach. Nie ma możliwości bieżącego modyfikowania stawki w odniesieniu do aktualnej sytuacji systemowej. W praktyce nie ma więc aktywnej konkurencji dostawców rezerwy.

Mechanizm wymaga modernizacji, jeżeli dostawa usług ma być realizowana w warunkach konkurencji. Proponuje się decentralizację sposobu zarządzania usługami regulacyjnymi. W celu wykorzystania możliwości świadczenia usługi przez źródła rozproszone i odbiorców, celowe jest wprowadzenie podmiotów pośredniczących na rynku usług regulacyjnych. Zadaniem takich podmiotów jest agregowanie możliwości podmiotów rozproszonych i zarządzanie świadczeniem usługi. W naturalny sposób rolę takich podmiotów mogą realizować Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD). Proponuje się powołanie lokalnych rynków bilansujących, zarządzanych przez OSD i funkcjonujących jako uzupełnienie systemowego RB. Powołaniu lokalnych rynków bilansujących musi towarzyszyć modyfikacja zasad funkcjonowania rynku systemowego.

Wielkość rezerw mocy, niezbędnych dla bezpiecznej pracy systemu, jest ściśle uwarunkowana możliwością do uzyskania dokładnością prognozy zapotrzebowania. Obecnie w scentralizowanej strukturze zarządzania usługami regulacyjnymi wielkości wymaganych rezerw są dostosowane do systemowej prognozy zapotrzebowania. Prowadzi to do zawyżenia tych wielkości. Stosowana obecnie centralna prognoza zapotrzebowania nie tylko zwiększa wymagane poziomy rezerw mocy, ale także nie tworzy warunków do wykorzystania innych niż po stronie wytwórczej mechanizmów regulacyjnych. Brak mechanizmów stymulujących powoduje, że możliwości regulacyjne odbiorców w praktyce nie są wykorzystywane. Decentralizacja rynku może takie stymulanty spowodować.

Podaż różnych usług nie jest jednakowo rozproszona w systemie. Obecny niewielki udział generacji rozproszonej w całkowitej generacji w systemie powoduje, że dostępny zakres rezerw w regulacji pierwotnej i wtórnej jest skupiony w dużych elektrowniach systemowych. Decentralizacja rynku (przy obecnej strukturze wytwarzania) w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej nie przyniesie obecnie dużych korzyści. Sytuacja ulegnie

Streszczenie

W artykule zaprezentowano model pozyskania regulacyjnych usług systemowych w sposób zdecentralizowany. Przedstawiono koncepcje funkcjonowania lokalnych rynków usług systemowych. Zaproponowano wykorzystanie zdolności odbiorców, źródeł rozproszonych

i operatorów systemów lokalnych do dostawy usług. Omówiono rolę Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz firm obrotu energią jako pośredników w pozyskaniu usług regulacyjnych od podmiotów rozproszonych.

jakościowej zmianie dopiero w miarę postępu w decentralizacji mocy wytwórczej. Wzrost udziału źródeł rozproszonych zwiększy podaż tych usług w obszarze zarządzania OSD.

Rozkład podaży usług w zakresie rezerwy interwencyjnej oraz możliwości bilansowania energii pomiędzy obszarem systemu przesyłowego a obszarami systemów dystrybucyjnych są bardziej zrównoważone. Proponuje się, aby decentralizacja bilansowania i pozyskania usług w pierwszym etapie dotyczyła tych działań regulacyjnych. Większość efektów wdrożenia tych rynków można uzyskać przez wprowadzenie działań o charakterze organizacyjnym, a ich oczekiwanym efektem będzie wygenerowanie impulsów do wykorzystania możliwości regulacyjnych odbiorców i aktywnej roli OSD w procesie zarządzania bilansowaniem systemu.

Decentralizacja w zakresie pozyskania usług regulacyjnych dla rezerwy wtórnej będzie efektywnie możliwa, jeżeli towarzyszyć jej będzie decentralizacja struktury regulacji wtórnej w systemie. Ze względu na znaczne koszty wdrożenia takich struktur celowość ich wdrożenia może być analizowana wówczas, gdy podaż tych usług w obszarach OSD znacząco wzrośnie. Realizacja drugiego etapu decentralizacji będzie warunkowana odpowiednim rozwojem źródeł rozproszonych.

2. MODYFIKACJA FUNKCJONOWANIA SYSTEMOWEGO RYNKU BILANSUJĄCEGO

2.1. Zmiany w Rynku Bilansującym

W mechanizmach Rynku Bilansującego proponuje się wdrożyć następujące modyfikacje:

- wycena usług w regulacji pierwotnej i wtórnej powinna być realizowana na podstawie mechanizmu ofertowego, na podobnych zasadach jak jest pozyskiwana usługa bilansowania energii
- wdrożenie łącznej optymalizacji zakupu energii bilansującej i regulacyjnych rezerw mocy
- umożliwienie kupującym (odbiorcom, firmom obrotu i OSD) przyjmowania pozycji aktywnej w mechanizmach RB
- umożliwienie OSD (i przedsiębiorstwom obrotu) świadczenia usługi rezerwy interwencyjnej (pośredniczenie w pozyskaniu usługi w obszarach sieci dystrybucyjnej).

Ewolucja mechanizmów rynku w zakresie regulacji wtórnej może zmierzać w kierunku dalszej decentralizacji, powiązanych z wprowadzeniem hierarchicznej lub pluralistycznej struktury regulacji wtórnej w systemie. Rozważanie tego etapu będzie możliwe w przypadku znaczącego rozwoju generacji rozproszonej w obszarach sieci dystrybucyjnych.

2.2. Mechanizm ofertowy w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej

Aktualnie Jednostki Grafikowe, oferujące regulację pierwotną i wtórną, nie składają ofert cenowych dotyczących tych usług. Cena za świadczenie usługi jest wyznaczana dla każdego podmiotu indywidualnie na podstawie kosztów generacji wymuszonej. Dostawcy usługi nie mają więc możliwości konkurencji cenowej. W celu stworzenia warunków dla takiej konkurencji proponuje się, by podmioty zobligowane do utrzymywania sprawności układów regulacji składały oferty cenowe na świadczenie usługi w cyklach dobowych, zsynchronizowanych ze składaniem ofert cenowych energii bilansującej na RB.

Zapotrzebowanie na wielkości rezerw w regulacji pierwotnej i wtórnej dla każdej godziny doby, podobnie jak obecnie, wyznaczone jest na podstawie kryteriów technicznych.

Wybór dostawców usługi realizowany jest w takim przypadku na podstawie aukcji ofert cenowych. Proponuje się, by rozliczenie usługi dla każdego z dostawców odbywało się na podstawie ceny równowagi dla godziny handlowej. Ten sposób rozliczeń zwiększa skłonność uczestników rynku do składania ofert wynikających z rzeczywistych kosztów ponoszonych przez oferenta. By uniknąć sytuacji nadużywania pozycji rynkowej przez podmioty dominujące, proponuje się wprowadzenie górnego pułapu możliwej do zgłoszenia oferty rynkowej, uzależnionej od kosztów ponoszonych przez dostawcę usługi. Ze względu na skomplikowane zasady wyznaczania kosztów świadczenia usługi proponuje się, by górny pułap oferty cenowej dla Jednostki Grafikowej uzależnić od określanych na potrzeby RB kosztów generacji wymuszonej.

Podstawowym elementarnym przedziałem czasu, w którym obecnie prowadzone są rozliczenia za energię elektryczną w rozwiązaniach krajowych, jest godzina. Działanie regulacji sekundowej, minutowej jest w takich rozliczeniach często uśredniane i nie uwzględnia rzeczywistego udziału bloków w regulacji. W rozliczeniach energii bilansującej, wynikającej z wykorzystania regulacji sekundowej i minutowej, należy dążyć do wprowa-

czenia częstszych niż godzinowe identyfikacji stanów systemu (np. w okresach kilkuminutowych). Wydaje się, że najbardziej uzasadnione byłoby wprowadzenie rozliczeń wg zasady *ex post*, na podstawie chwilowych identyfikacji stanów systemu. Dla uproszczenia procesu rozliczeń ceny chwilowe mogą być integrowane w dłuższych okresach czasu, np. godzinach.

2.3. Łączna optymalizacja zakupu energii bilansującej i regulacyjnych rezerw mocy

Zakup wszystkich rezerw regulacyjnych oraz energii bilansującej powinien być realizowany na zasadzie łącznej optymalizacji. Przyjętym kryterium powinna być suma wszystkich kosztów ponoszonych przez operatora RB. Obecnie stosowane kryterium prowadzi do minimalizacji kosztów pozyskania energii bilansującej (z uwzględnieniem kosztów generacji wymuszonej i kosztów uruchomień zespołów). Funkcja kryterialna po uzupełnieniu o składniki kosztów pozyskania usług regulacyjnych, posiada postać:

$$\min \left\{ \sum_{h=1}^{Hk} \sum_{i=1}^{N_o} \left[\sum_{k=1}^{10} OFC_{hik} E_{hik} + CW_i ER_{hi} + RZ_{hi} CU_{zi} + RC_{hi} CU_{ci} + RG_{hi} CU_{gi} + OPC_{hi} P_{jh}^{RPP} + OWC_{hi} P_{jh}^{RWP} + OIC_{hi} RI_{hi} \right] \right\} \quad (1)$$

gdzie:

OPC_{hi} – oferta cenowa *i-tej* jednostki grafikowej za świadczenie usługi rezerwy pierwotnej w godzinie *h*

P_{jh}^{RPP} – planowane wykorzystanie rezerwy pierwotnej *i-tej* jednostki grafikowej w godzinie *h*

OWC_{hi} – oferta cenowa *i-tej* jednostki grafikowej za świadczenie usługi rezerwy wtórnej w godzinie *h*

P_{jh}^{RWP} – planowane wykorzystanie rezerwy wtórnej *i-tej* jednostki grafikowej w godzinie *h*

OIC_{hi} – oferta cenowa *i-tej* jednostki grafikowej za świadczenie usługi rezerwy interwencyjnej w godzinie *h*

RI_{hi} – planowane wykorzystanie rezerwy interwencyjnej *i-tej* jednostki grafikowej w godzinie *h*

OFC_{hik} – cena ofertowa za wytwarzanie energii elektrycznej w *k-tym* paśmie oferty *i-tej* jednostki wytwórczej w godzinie *h*

E_{hik} – przyjęta do planu produkcja energii w *k-tym* paśmie oferty *i-tej* jednostki wytwórczej w godzinie *h*

CW_i – cena za wymuszone wytwarzanie energii elektrycznej przez *i-tą* jednostkę wytwórczą

ER_{hi} – energia wprowadzona do systemu w czasie uruchamiania *i-tej* jednostki wytwórczej w godzinie *h*, w ilości wynikającej ze stanu początkowego rozruchu i odpowiedniej charakterystyki rozruchowej

RZ_{hi} – zmienna decyzyjna (0 lub 1) reprezentująca rozruch *i-tej* jednostki wytwórczej ze stanu zimnego kończący się w godzinie *h*

CU_{zi} – cena za uruchomienie *i-tej* jednostki wytwórczej ze stanu zimnego

RC_{hi} – zmienna decyzyjna (0 lub 1) reprezentująca rozruch *i-tej* jednostki wytwórczej ze stanu ciepłego kończący się w godzinie *h*

CU_{ci} – cena za uruchomienie *i-tej* jednostki wytwórczej ze stanu ciepłego

RG_{hi} – zmienna decyzyjna (0 lub 1) reprezentująca rozruch *i-tej* jednostki wytwórczej ze stanu gorącego kończący się w godzinie *h*

CU_{gi} – cena za uruchomienie *i-tej* jednostki wytwórczej ze stanu gorącego

N_o – liczba jednostek wytwórczych składających oferty bilansujące

Hk – liczba godzin objętych optymalizacją.

Korzyści z łącznej optymalizacji kosztów zakupu różnych usług regulacyjnych wykazywane są w analizach dotyczących różnych systemów energetycznych [1, 5, 6, 7].

2.4. Aktywne uczestnictwo kupujących w Rynku Bilansującym

Obecnie kupujący energię są na RB reprezentowani przez jednostki grafikowe pasywne. Umożliwienie jednostkom grafikowym, przypisanym do uczestników RB zajmujących pozycje kupujących energię, aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu ma dopuścić, aby te podmioty składały oferty zmniejszenia zapotrzebowania na energię, przy określonych w ofertach poziomach cen. Uwzględnienie w bilansowaniu energii ofert składanych przez kupujących będzie powodować ich wpływ na poziom wyznaczanych globalnych cen rozliczeniowych na RB

(cena CRO i pochodne). Oferty kupujących będą konkurencyjne w stosunku do wykorzystywanych teraz ofert jednostek wytwórczych. Poza wpływami na poziom cen na RB, aktywna pozycja jednostek grafikowych odbiorczych ma umożliwić firmom obrotu i spółkom dystrybucyjnym pośrednictwo w składaniu zagregowanych ofert regulacyjnych, pozyskanych od podmiotów rozproszonych w sieci rozdzielczej lub uczestniczących w grupach bilansujących.

2.5. Świadczenie usługi rezerwy interwencyjnej przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych i przedsiębiorstwa obrotu

Aktualnie usługę rezerwy interwencyjnej mogą pełnić elektrownie pompowe i gazowe (za pośrednictwem aktywnych Jednostek Grafikowych OSP) oraz odbiorcy końcowi (którzy zawarli umowę na świadczenie usługi z OSP). Ze względu na skalę systemowego Rynku Bilansującego, OSP jest skłonny zawierać umowy o dostawę usługi rezerwy interwencyjnej bezpośrednio z odbiorcami, którzy są gotowi oferować odpowiednio duże moce – obszar potencjalnych usługodawców zawęży się do największych odbiorców, posiadających możliwości techniczne dyspozycyjnego sterowania własnym poborem. Takie możliwości techniczne posiadają też średniej wielkości odbiorcy przemysłowi, ale ze względu na mniejsze oferowane moce nie mogą zawierać umów bezpośrednio z OSP.

Proponuje się, aby umożliwić świadczenie usługi rezerwy interwencyjnej przez firmy obrotu i Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Podmioty mogłyby oferować usługę w ilościach dostosowanych do skali RB, a odpowiednie moce udostępniałyby w wyniku agregacji możliwości podmiotów rozproszonych we własnych sieciach.

2.6. Decentralizacja pozyskania rezerwy wtórnej

Obecna struktura systemu oraz istniejące układy regulacyjne dostosowane są do centralnego pozyskania usługi rezerwy wtórnej i jej wykorzystania przez systemowy regulator ARCM. Niewielki udział generacji rozproszonej powoduje, że źródła te w większości pozostają poza centralną dyspozycją lub koordynacją przez OSP. W konsekwencji nie są wykorzystywane do świadczenia usługi rezerwy wtórnej, a funkcja ta w systemie jest w pełni realizowana przez duże elektrownie systemowe.

Jeżeli udział generacji rozproszonej będzie wzrastał, to należy rozważyć wykorzystanie możliwości tych źródeł do realizacji usługi rezerwy wtórnej. Efektywne wykorzystanie rozproszonych rezerw do regulacji wtórnej będzie możliwe w przypadku modyfikacji konfiguracji automatyki regulacji wtórnej w systemie. Obecny układ z jednym regulatorem centralnym może być zastąpiony układem z kilkoma regulatorami obszarowymi i jednym regulatorem centralnym, współpracującymi w układzie pluralistycznym lub hierarchicznym. Struktura pluralistyczna najbardziej odwzorowuje aktualne powiązania dotyczące organizacji towarowego rynku energii w KSE z rynkiem hurtowym i rynkami detalicznymi. Jak wykazano w [2], w przypadku wprowadzenia regulacji zdecentralizowanej, zorganizowanej w strukturze pluralistycznej, występują mniejsze konsekwencje w postaci przepływów energii regulacyjnej między obszarami regulacyjnymi i przy poprawnie zaplanowanej strukturze wydzielonych obszarów łatwiejsze jest zorganizowanie rynku energii, a w szczególności rozliczeń międzyobszarowych za przepływy energii. Aby osiągnąć ten efekt, konieczne jest posiadanie w każdym obszarze regulacyjnym odpowiednich rezerw regulacji wtórnej. Proces wdrożenia struktury zdecentralizowanej powinien być skorelowany z tempem decentralizacji wytwarzania energii w systemie. Decentralizacja pozwoli na efektywne wykorzystanie lokalnych rezerw regulacyjnych oraz będzie dodatkowym impulsem promującym dalszy rozwój generacji rozproszonej.

Należy jednak zwrócić uwagę, że modyfikacja struktury regulacji wtórnej wymagać będzie rozbudowy systemu transmisji danych i sygnałów regulacyjnych.

3. LOKALNE RYNKI BILANSUJĄCE

3.1. Zadania lokalnych rynków bilansujących

Proponuje się, by lokalne rynki bilansujące powstały w obszarach sieci zarządzanych przez OSD. Celem takich rynków powinno być wykorzystanie lokalnych możliwości bilansowania energii ulokowanych u odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci rozdzielczej, którzy nie są w centralnej koordynacji realizowanej przez OSP.

Efektom powołania takich rynków przez OSD powinno być pozyskanie możliwości aktywnej kontroli niezbilansowania obszaru, na potrzeby rozliczeń na systemowym Rynku Bilansującym, poprzez wykorzystanie ofert



bilansowania złożonych do OSD na rynku lokalnym. Konsekwencją powołania lokalnych rynków bilansujących powinno być przyznanie operatorom rynków lokalnych możliwości zgłaszania aktywnych ofert dla jednostek grafikowych takich uczestników systemowego RB. Operator rynku lokalnego może wtedy pełnić rolę pośrednika i jednostki agregującej w dostawie usługi bilansowania energii pomiędzy obszarami sieci rozdzielczych a systemowym RB.

W wyniku powołania lokalnego rynku bilansującego OSD uzyska możliwość zmniejszenia kosztów uczestnictwa w systemowym RB oraz zgłaszania ofert bilansujących na rynek systemowy (wynikających z pozyskanych lokalnie ofert bilansowania). Na systemowym RB wykorzystywane będą oferty bilansowania zgłoszone przez operatorów rynków lokalnych, zgodnie z zasadami konkurencji ofert przyjętych na systemowym RB.

Proponuje się, aby w ramach lokalnych rynków bilansujących pozyskiwano usługę bilansowania energii oraz usługę rezerwy interwencyjnej. W chwili obecnej istnieją dostateczne środki techniczne świadczenia takich usług w obszarach sieci dystrybucyjnej. W przyszłości, gdy na rynkach lokalnych zwiększy się podaż innego rodzaju usług (głównie wskutek rozwoju generacji rozproszonej), należy rozszerzać zakres funkcjonowania tych rynków o inne rodzaje usług. Wprowadzenie rezerwy wtórnej jako usługi na rynku lokalnym będzie wymagało omawianej wcześniej decentralizacji struktury regulacji wtórnej.

3.2. Lokalne bilansowanie energii

Usługa lokalnego bilansowania energii będzie pozyskiwana na lokalnym rynku bilansującym na podstawie ofert bilansujących, składanych przez odbiorców (oferta zmniejszenia poboru energii) i wytwórców (oferty zwiększenia i zmniejszenia produkcji w stosunku do pozycji kontraktowej) oraz przedsiębiorstwa obrotu (oferty zmiany poboru energii przez grupę bilansującą). Proponuje się, aby sposób formułowania ofert na rynku lokalnym i optymalizacja ich wyboru przez operatora rynku lokalnego były analogiczne do zasad obowiązujących na systemowym RB.

Na rynku lokalnym proponuje się, aby uproszczone były zasady składania ofert, jeżeli chodzi o okresy czasowe ofertowania. Dopuszczalne powinno być składanie ofert o dłuższym okresie obowiązywania niż jedna doba. Projektując proces ofertowania, należy ograniczyć koszty organizacyjne potencjalnych uczestników rynku. Szczególnie w odniesieniu do odbiorców konieczność dobowego ofertowania może utrudniać uczestnictwo w rynku.

Możliwość bieżącego wykorzystywania ofert bilansowania energii wymaga modyfikacji procedur dysponowania mocą źródeł rozproszonych i odbiorców przez OSD. Efektywne wykorzystanie możliwości bilansujących wytwórców wymaga przekazania oferowanej mocy wytwórczej do dyspozycji OSD. Aktywacja usługi powinna odbywać się w sposób uzgodniony z dyspozycją (automatyczne reagowanie na sygnały przesyłane z OSD lub dostęp do mocy na zasadzie telepoleceń). W przypadku odbiorców zgłaszających gotowość uczestniczenia w bilansowaniu energii możliwe jest zdalne (z OSD) sterowanie mocą wydzielonych odbiorników (zgodnie z ogólnymi zasadami ustalonymi między OSD a odbiorcą) lub poprzez przesyłanie telepoleceń do odbiorcy. W przypadku wykorzystywania oferty bilansującej odbiorcy celowe jest ustalenie zasad wcześniejszego powiadamiania odbiorców o potrzebie skorzystania z oferty przez OSD, z ustalonym w umowie dwustronnej wyprzedzeniem czasowym.

Część mocy wykorzystywana przez OSD po stronie odbiorców może być pozyskiwana poprzez procedury DSM. Rozliczenia za tak świadczoną usługę bilansowania energii pomiędzy OSD a odbiorcą, którego oferta jest wykorzystywana, mogą odbiegać od ogólnych zasad rozliczeń na lokalnym rynku bilansującym. Rozliczenia będą dostosowane do zasad przyjętych w stosowanych na danym obszarze strategiach sterowania stroną popytową.

3.3. Pozyskanie i wykorzystanie rezerw interwencyjnych

Udostępnienie rezerwy interwencyjnej na rynku lokalnym powinno (podobnie jak na rynku systemowym) być poprzedzone zawarciem terminowej umowy na świadczenie usługi między OSD a dostawcą. Rozliczanie świadczenia usługi (ze względu na prawdopodobnie rzadkie jej wykorzystywanie) powinno we wszystkich przypadkach być realizowane na podstawie dwóch stawek negocjowanych z dostawcą usługi (ustalonych w umowie terminowej):

- za gotowość jej świadczenia (rozliczaną w okresie, kiedy moc regulacyjna jest dostępna do wykorzystania przez OSD)
- za wykorzystanie (rozliczane w odniesieniu do energii regulacyjnej, uzyskanej od dostawcy w wyniku celowego wykorzystania usługi przez OSD).

Pozyskanie gotowości świadczenia usługi powinno być realizowane na podstawie okresowych przetargów, organizowanych przez OSD w obszarze objętym lokalnym rynkiem bilansującym.

Dostawcą usługi rezerwy interwencyjnej na rynku lokalnym mogą być:

- wytwórcy mający techniczne możliwości szybkiej dostawy mocy interwencyjnej do systemu (elektrownie gazowe, elektrownie wodne)
- odbiorcy zgłaszający ofertę szybkiego zmniejszenia poboru energii
- firmy obrotu pośredniczące w składaniu ofert uczestników rynku wchodzących w skład jednostek grafikowych firmy obrotu.

Umowy zawierane na świadczenie usługi rezerwy interwencyjnej powinny zawierać uzgodnione zasady szybkiego dostępu do mocy oraz ewentualnie zasady wcześniejszego powiadamiania o konieczności skorzystania z mocy.

Do wykorzystania mocy interwencyjnej, zlokalizowanej u rozproszonych odbiorców, OSD może wykorzystywać strategię DSM.

Wykorzystując pozyskane na lokalnym rynku bilansującym oferty rezerwy interwencyjnej, operator rynku lokalnego może zgłaszać zagregowane oferty na systemowym RB. Rola OSD ograniczona będzie do pośredniczenia w świadczeniu usługi. Usługa rezerwy interwencyjnej będzie wykorzystywana w celu odbudowywania rezerw regulacji wtórnej.

Po ewentualnej decentralizacji struktury regulacji wtórnej rezerwy interwencyjne w pierwszej kolejności będą wykorzystywane do odtwarzania lokalnych rezerw mocy w regulacji wtórnej.

4. WPŁYW RYNKÓW LOKALNYCH NA RYNEK SYSTEMOWY USŁUG REGULACYJNYCH

Rynki lokalne powinny kreować konkurencyjną ofertę dla dostawców usług na systemowym RB. Operatorzy rynków lokalnych, wykorzystując pozyskane na własnych rynkach oferty regulacyjne i agregując je do wielkości, które będą mogły być oferowane na rynku systemowym, stworzą ofertę konkurencyjną dla dotychczasowych dostawców usług. Przy proponowanej organizacji rynków konkurencyjna oferta usługi będzie dotyczyć głównie bilansowania energii i rezerwy interwencyjnej.

Lokalne wykorzystanie rezerw do bilansowania obszarowego pozwoli na obniżenie kosztów funkcjonowania podmiotów na systemowym RB (spadnie zapotrzebowanie na energię bilansującą na tym rynku). W kontekście funkcjonowania lokalnych rynków bilansujących istotne jest nie tylko wykorzystanie rozproszonych możliwości bilansowania, ale także możliwość uzyskiwania bardziej dokładnych prognoz zapotrzebowania niż w przypadku rynku systemowego. Wykorzystanie tych dwóch efektów powinno obniżyć globalne koszty bilansowania.

W proponowanej strukturze oczekuje się, że główny efekt będzie uzyskany poprzez wykorzystanie lokalnych możliwości bilansowania, zaś transfer energii bilansującej na rynek systemowy będzie efektem dodatkowym o mniejszej skali.

W opinii autora, aby zaproponować strukturę rynku regulacji wtórnej, konieczne jest uzyskanie możliwości lokalnego pokrycia popytu na usługę. Niepożądana jest sytuacja, gdy struktura rynków i alokacja mocy regulacyjnej będzie wymagać dużych przepływów energii regulacyjnej: międzyobszarowych i między obszarami a rynkiem systemowym. Celem powołania lokalnych rynków powinno być wykorzystanie lokalnych rezerw regulacyjnych i wykreowanie impulsów do ich rozwoju.



BIBLIOGRAFIA

1. Arroyo J.M., Galiana F.D., Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 20, no. 2, 2005.
2. Bućko P, Usługi systemowe w zdecentralizowanych układach regulacji wtórnej, *Rynek Energii*, nr 4 (89), 2010.
3. Bućko P, Konkurencja w dostawie regulacyjnych usług systemowych, *Rynek Energii*, nr 2, 2008.
4. Bućko P, Usługi regulacyjne w uwarunkowaniach wynikających z funkcjonowania Rynku Bilansującego, *Archiwum Energetyki*, 2007, t. XXXVII, nr specjalny: XII Międzynarodowa Konferencja Naukowa „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce – APE07”, 2007.
5. Chen J., Thorp J.S., Thomas J.R., Mount T.D., Locational pricing and scheduling for an integrated energy-reserve market. Proceedings of the 36th Hawaii International Conference on System Sciences, *IEEE*, January 2003.
6. Chicco G., Gross G., Competitive acquisition of prioritizable capacity-based ancillary services, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, issue 1, Feb. 2004.
7. Korab R., Łączna optymalizacja energii bilansującej i operacyjnych rezerw mocy na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 9, 2006.