

ANALIZA WYMAGAŃ TECHNICZNYCH I FUNKCJONALNYCH LOKALNEGO OBSZARU BILANSOWANIA

Wstęp

W artykule omówiono założenia projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania poprzez analizę technicznych i funkcjonalnych wymagań stawianych tego typu rozwiązaniom, a także omówiono poszczególne fazy realizacji już wdrożonego i zakończonego projektu budowy klastra energii.

W pierwszej części pracy przedstawiono rozważania teoretyczne związane z celami stawianymi lokalnym obszarom bilansowania, takimi jak zwiększenie efektywności energetycznej czy zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Omówiono również zadania niezbędne do zrealizowania w początkowej fazie projektu, takie jak inwentaryzacja istniejącej generacji oraz elementów automatyki sieciowej.

W drugiej części pracy na przykładzie zrealizowanego rzeczywistego projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania zaprezentowano kolejne kroki realizacji takiego przedsięwzięcia. Podano szczegółowe informacje na temat wytypowanego obszaru: przyłączonych źródeł oraz magazynów energii, zainstalowanych w sieci elementów automatyki sieciowej i infrastruktury AMI, a także na temat odbiorców oraz sposobów zasilania analizowanego obszaru.

Cele budowy lokalnego obszaru bilansowania

Cele budowy lokalnego obszaru bilansowania można podzielić na ekonomiczne oraz strategiczne z punktu widzenia lokalnego obszaru. Wśród celów ekonomicznych należy przede wszystkim wymienić optymalizację kosztów energii elektrycznej ponoszonych przez podmioty objęte lokalnym obszarem bilansowania oraz zwiększenie ich efektywności energetycznej. Najprostszym przykładem działań prowadzących do osiągnięcia takiego celu jest ładowanie zasobnika energii w dolinie zapotrzebowania, natomiast oddawanie energii z zasobnika w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Celem strategicznym dla danego obszaru może być natomiast znaczne zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego podmiotów objętych takim projektem.

Niezależnie od powyżej wymienionych celów, budowa lokalnego obszaru bilansowania może być wykorzystywana potrzebą zwiększenia możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii, np. po wyczerpaniu możliwości przyłączenia źródeł w danym obszarze sieciowym dotychczas nieobjętym strukturą klastra energii [1].

Analiza wytypowanego obszaru

W ramach projektu budowy lokalnego obszaru bilansowania wytypowano teren, który został następnie objęty projektem koncepcyjnym oraz technicznym budowy tego typu rozwiązania. W początkowej fazie budowy lokalnego obszaru bilansowania zostały przeprowadzone następujące działania:

- inwentaryzacja istniejącej generacji z uwzględnieniem możliwości regulacji mocy źródła (może zostać przeprowadzona z podziałem na typy generacji),

- inwentaryzacja istniejących odbiorców,
- inwentaryzacja istniejących elementów automatyki sieciowej oraz infrastruktury komunikacyjnej,
- inwentaryzacja istniejących zasobników energii.

W kolejnym kroku na podstawie uzyskanych danych oceniane są zapotrzebowanie na moc oraz możliwość wykorzystania lokalnych źródeł i zasobników energii. Niezbędne jest również przeprowadzenie analizy potrzeb w zakresie instalacji elementów automatyki sieciowej oraz w zakresie systemu sterowania lokalnym obszarem bilansowania.

Wytypowany obszar był zasilany trzema liniami SN z pobliskiego GPZ-tu. Zestawienie mocy maksymalnych oraz minimalnych w poszczególnych polach liniowych przedstawiono w tabeli 1. W skład wytypowanego obszaru wchodziły następujące elementy systemu elektroenergetycznego:

- farmy wiatrowe,
- źródła prosumenckie,
- kogeneracyjne jednostki wytwórcze: biogazownia i elektrociepłownia,
- magazyn energii (instalowany w ramach projektu),
- farma fotowoltaiczna (instalowana w ramach projektu),
- odbiorcy z powiatu objętego projektem,
- elementy automatyki sieciowej,
- elementy infrastruktury AMI,
- urządzenia do zdecentralizowanego zarządzania obciążeniem na poziomie odbiorców (DADR).

Pobór mocy	Pole nr 1 Linia SN nr 1	Pole nr 2 Linia SN nr 2	Pole nr 3 Linia SN nr 3
P_{max}	4,8	3,5	4,3
P_{min}	-3,6	0	0
Q_{max}	1,3	1,1	0,5
Q_{min}	-0,3	-0,3	-0,4
$P_{\acute{s}r}$	0,9	1,9	1,1
$Q_{\acute{s}r}$	0,2	0,3	-0,1

Tabela 1. Moce maksymalne i minimalne w poszczególnych polach liniowych zasilających lokalny obszar bilansowania

Inwentaryzacja generacji oraz odbiorców

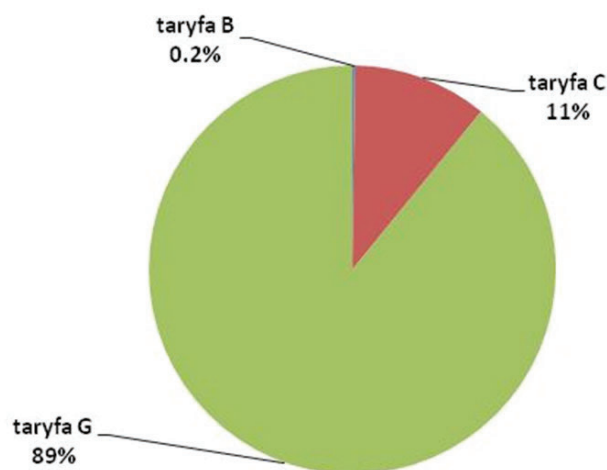
W tabeli 2 przedstawiono wykaz istniejącej i planowanej generacji w lokalnym obszarze bilansowania. Na rys. 1 zobrazowano strukturę odbiorców na podstawie grupy taryfowej, natomiast na rys. 2 przedstawiono zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych miesiącach. Najniższe zapotrzebowanie na energię elektryczną wystąpiło w czerwcu, a najwyższe w styczniu. W ramach inwentaryzacji wytypowanego obszaru dokonano również analizy poboru mocy czynnej przez odbiorców w dniach największe-

go oraz najmniejszego zapotrzebowania. Dniem największego zapotrzebowania w roku 2016 okazał się 8 stycznia, natomiast dniem najmniejszego zapotrzebowania był 8 maja. Dane przedstawiono na rys. 3.

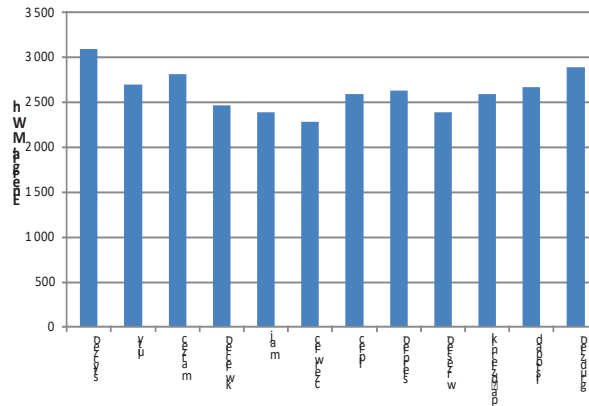
W kolejnym kroku pozyskano dane na temat ilości energii wyprodukowanej w poszczególnych miesiącach z generacji zlokalizowanej w obszarze LOB, zestawiono je z danymi zapotrzebowania, a efekt zaprezentowano na rys. 4. Procentowy udział energii wyprodukowanej w źródłach na obszarze LOB przedstawiono w zapotrzebowaniu w poszczególnych miesiącach na rys. 5. Na rys. 6 zobrazowano zmienności generacji i zapotrzebowania na podstawie danych historycznych z okresu 1 roku (od 1.05.2015 do 1.05.2016).

Nazwa/lokalizacja	Moc [kW]	Miejsce przyłączenia
Farma wiatrowa	3 200	Do lini SN
Farma wiatrowa	1 600	Do lini SN
Farma wiatrowa	600	Do lini SN
Farma wiatrowa	600	Do lini SN
Biogazownia	2x400	Do stacji SN/nn
Elektrownia fotowoltaiczna	82	Do sieci SN
Elektrownie fotowoltaiczne	8	Do sieci nn
Elektrociepłownia	11 000	Do GPZ

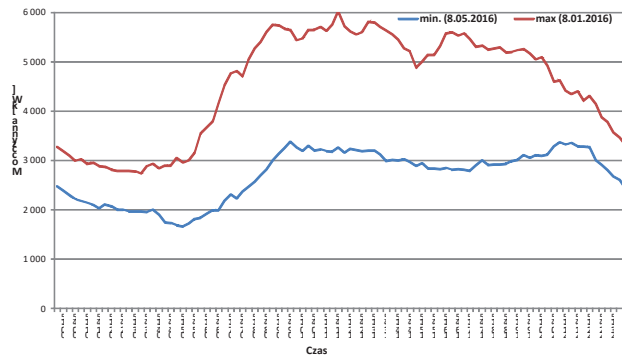
Tabela 2. Wykaz istniejącej i planowanej generacji



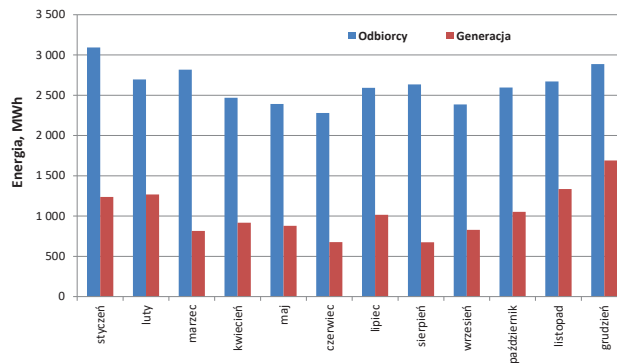
Rys. 1. Struktura odbiorców na podstawie grupy taryfowej



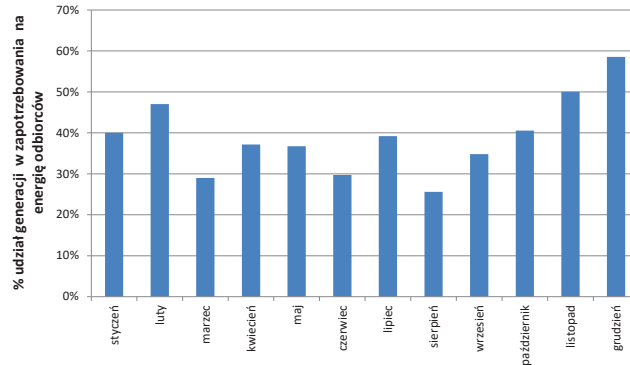
Rys. 2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w poszczególnych miesiącach



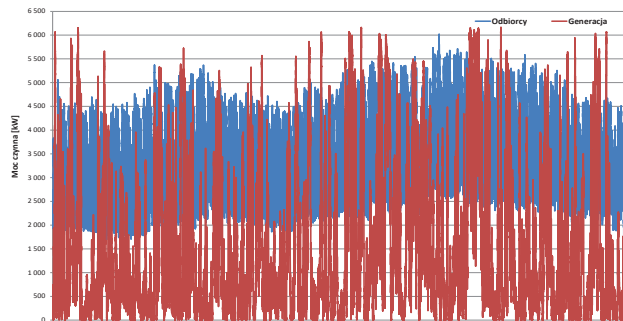
Rys. 3. Krzywe mocy czynnej w dzień największego zapotrzebowania (8.01.2016) oraz w dzień najmniejszego zapotrzebowania (8.05.2016)



Rys. 4. Zestawienie ilości energii wytworzonej przez generację w obszarze LOB z zapotrzebowaniem w poszczególnych miesiącach



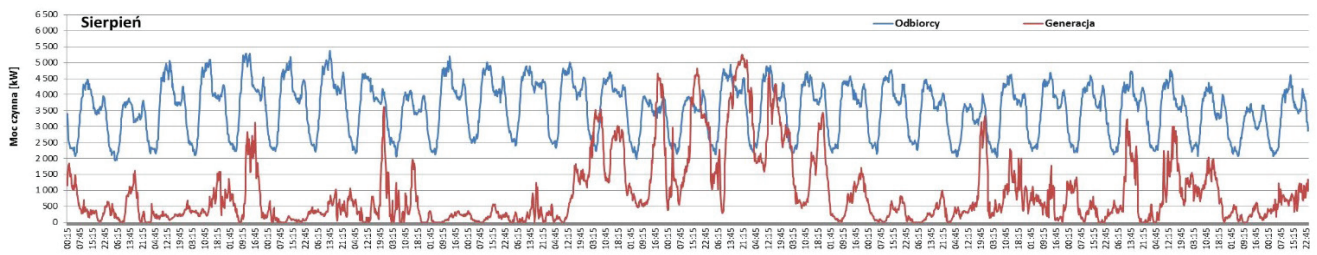
Rys. 5. Procentowy udział energii wyprodukowanej w źródłach na obszarze LOB w zapotrzebowaniu w poszczególnych miesiącach



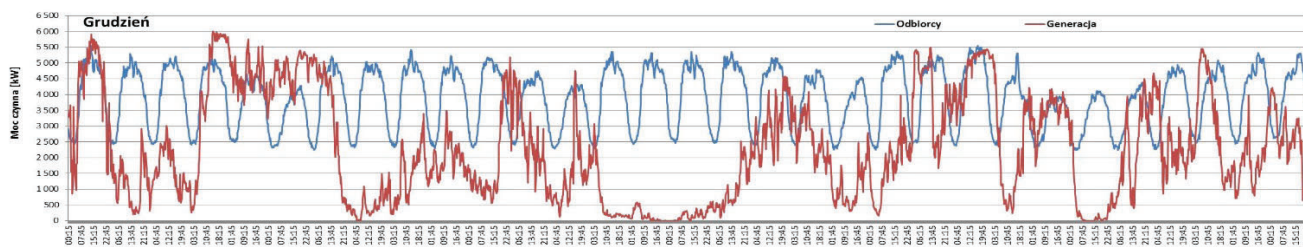
Rys. 6. Zmienności generacji i zapotrzebowania na podstawie danych historycznych z okresu 1 roku

Zmienność generacji i zapotrzebowania w sierpniu i grudniu przedstawiono na rys. 7 oraz rys. 8. Analizując dane przedstawione na rys. 8, można stwierdzić, że w grudniu wystąpiło około 15 dni, w których generacja w okresie całej doby (nielicząc) lub przez jej część była wyższa od zapotrzebowania. Taka sytuacja miała również miejsce kilkakrotnie w szczycie obciążenia. Najprawdopodobniej jest to związane z obecnością generacji wiatrowej wchodzącej w skład generacji objętej lokalnym obszarem bilansowania, która w miesiącach zimowych odznacza się znacznie wyższą produktywnością niż w miesiącach letnich.

Stany, w których generacja przewyższa zapotrzebowanie w analizowanym obszarze, to stany, w których można wykorzystać możliwości oferowane przez zasobnik energii.



Rys. 7. Zmienność generacji i zapotrzebowania w sierpniu (kolorem niebieskim oznaczono zapotrzebowanie, czerwonym generację)



Rys. 8. Zmienność generacji i zapotrzebowania w grudniu
(kolorem niebieskim oznaczono zapotrzebowanie, czerwonym generację)

Wymagania funkcjonalne zasobnika energii

Do budowy zasobnika energii wykorzystano dwie dwukierunkowe przetwornice napięcia o łącznej mocy 800 kVA oraz baterię akumulatorów o pojemności 1,6 MWh. Wymagania funkcjonalne stawiane zasobnikowi energii w projekcie przedstawiały się następująco:

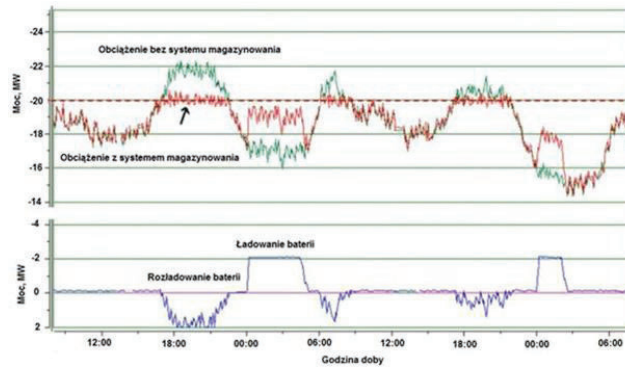
- minimalizacja strat sieciowych,
- zmniejszenie zużycia energii dzięki funkcji CVR (Conservation Voltage Reduction),
- zmniejszenie kosztów energii elektrycznej dzięki optymalizacji kontraktów na zakup i sprzedaż energii,
- poprawa niezawodności zasilania odbiorców,
- maksymalizacja mocy zainstalowanej OZE przy zachowaniu wartości napięć w dopuszczalnych granicach,
- kompensowanie zmienności generacji z OZE,
- stabilizacja wymiany mocy pomiędzy LOB a systemem elektroenergetycznym.

Wymagania techniczne zasobnika energii:

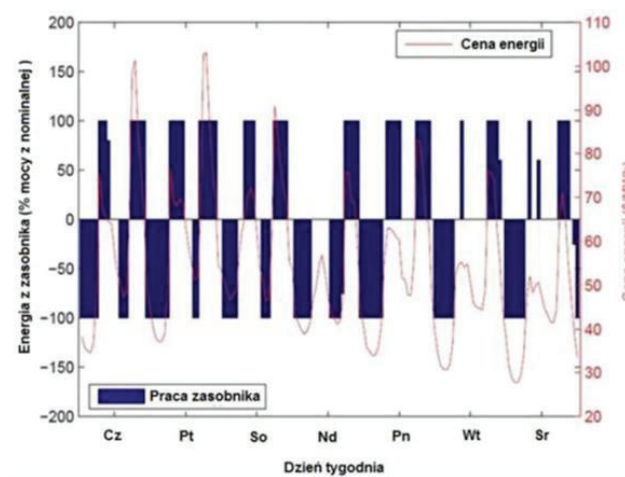
- możliwość pracy dla szerokiego zakresu wartości napięć,
- moc przekształtnika pozwalająca na kompensowanie zmienności OZE w analizowanym obszarze,
- moc zasobnika pozwalająca na spłaszczenie krzywej zapotrzebowania,
- możliwość regulacji napięcia, szeroki zakres poboru/generacji mocy biernej,
- pojemność zasobnika dostosowana do wielkości odbiorów wchodzących w skład LOB.

Na rys. 9 przedstawiono przebiegi obciążenia (kolor czerwony) oraz mocy zasobnika energii (kolor niebieski) obrazujące tryb pracy zasobnika dla potrzeb bilansowania technicznego. W szczytowym okresie zapotrzebowania zasobnik oddaje energię, natomiast w dolinie zapotrzebowania zasobnik jest ładowany.

Na rys. 10 przedstawiono krzywą cen energii w okresie jednego tygodnia oraz moc i energię pobieraną lub oddawaną przez zasobnik w ramach pracy programowej dla potrzeb handlowych. W ramach pracy programowej dla potrzeb handlowych jako dane wejściowe algorytmu sterującego pracą zasobnika, oprócz danych dotyczących stanu przekształtnika, wykorzystywane są informacje o cenie energii w danym przedziale czasowym.



Rys. 9. Praca programowa zasobnika dla potrzeb bilansowania technicznego



Rys. 10. Praca programowa zasobnika dla potrzeb handlowych

Obniżenie kosztów dostaw energii elektrycznej uzyskuje się przez:

- obniżenie strat sieciowych,
- obniżenie kosztów zakupu energii (praca programowa dla potrzeb handlowych),
- brak konieczności realizacji niektórych inwestycji sieciowych dzięki ochronie linii przed przeciążeniami,
- obniżenie kosztów wytwarzania przez źródła konwencjonalne dzięki zmianie punktu pracy na skutek działania zasobnika,
- zmniejszenie kosztów bilansowania – zmniejszenie wymaganej rezerwy mocy na konwencjonalnych jednostkach wytwórczych.

Poprawa niezawodności zasilania odbiorców może odbywać się za pomocą:

- likwidacji mikroprzerw w zasilaniu, przy wykorzystaniu naładowanego magazynu energii,
- wyłączania najmniejszego dopuszczalnego obszaru w przypadku wystąpienia zakłócenia po jego automatycznym zlokalizowaniu z wykorzystaniem modułu FDIR.

Wykorzystanie funkcji FDIR jest możliwe w przypadku zainstalowania zdalnie sterowanych łączy oraz urządzeń zabezpieczeniowych, które są skomunikowane z nadrzędnym układem sterowania. Rozpoczęcie pracy modułu FDIR następuje w momencie zadziałania zabezpieczenia (wyłącznika) na zakłócenie. Na podstawie sygnałów z zabezpieczeń zainstalowanych w obsługiwanym przez moduł fragmencie sieci następuje w czasie rzeczywistym lokalizacja miejsca zwarcia (zakłócenia). Na podstawie informacji o lokalizacji zakłócenia oraz danych o topologii sieci układ nadrzędnego sterowania wyznacza uszkodzony fragment

sieci oraz otwiera najbliższe łączniki z obu stron w celu izolacji uszkodzonej sekcji. Przywrócenie zasilania jest realizowane przy maksymalizacji zasilanego obszaru i minimalizacji wymaganej liczby operacji łączeniowych. W przypadku gdy uszkodzony fragment sieci zostanie naprawiony, moduł FDIR może rozpocząć sekwencję przywrócenia zasilania wyłączzonego obszaru, przywracając konfigurację sieci do stanu sprzed zadziałania zabezpieczeń. W [1] przedstawiono koncepcję implementacji systemu FDIR w oparciu o Multi Agent Systems, co stanowi realizację sterowania rozproszonego, w którym agenci stanowią autonomiczne układy sterowania.

Kompensacja zmienności generacji odnawialnej ma za zadanie ograniczyć wahania mocy spowodowane dużą dynamiką zmian źródeł OZE. Wahania mocy powodują zmiany napięć w części węzłów. Celem kompensacji zmienności generacji z OZE jest zmniejszenie liczby operacji łączeniowych podobciążeniowego przełącznika zaczepek przy zachowaniu wymaganego poziomu napięć. W celu implementacji tej funkcji niezbędne jest wyznaczenie dopuszczalnej zmienności generacji odnawialnej, która nie powoduje pogorszenia parametrów napięciowych przy zachowaniu liczby przełączeń zaczepek w ciągu doby. W kolejnych krokach niezbędne jest wykonanie badań z użyciem modelu symulacyjnego badanego układu. Funkcję kompensacji zmienności generacji z OZE można zastosować z ograniczeniem mocy ładowania, mocy rozładowania i pojemności maksymalnej lub bez tych ograniczeń.

Ochrona elementów sieci przed przeciążeniem dla prognozowanych stanów sieci jest realizowana przy użyciu algorytmu wyznaczającego harmonogram pracy magazynu energii na podstawie zaprognozowanych n-stanów sieci. Wyznaczane są wymagania wartości mocy oraz pojemności zasobnika. Algorytm w wersji bez ograniczeń mocy ładowania, rozładowania i pojemności może być użyty w fazie koncepcyjnej projektu do wyznaczenia wymaganych parametrów magazynu lub rozważenia wytypowania alternatywnego obszaru, w którym zostałby zaimplementowany lokalny obszar bilansowania.

Wnioski

Na podstawie doświadczeń nabytych podczas realizacji projektu można sformułować następujące wnioski odnośnie do wymagań technicznych i funkcjonalnych lokalnego obszaru bilansowania. Niezbędne jest indywidualne podejście do każdej rozpatrywanej propozycji budowy lokalnego obszaru bilansowania ze względu na indywidualnych charakter sieci elektroenergetycznej oraz obiektów do niej przyłączonych, które byłyby objęte tego typu projektem.

Największym ograniczeniem oraz aspektem wymagającym największych prac modernizacyjnych jest zbiór elementów sterowanych w obszarze rozpatrywanym pod kątem stworzenia lokalnego obszaru bilansowania. Z kolei elementem dającym znacznie szersze możliwości, ale również wymagającym największych nakładów finansowych, jest zasobnik energii.

W artykule omówiono jedną z funkcjonalności lokalnego obszaru bilansowania, jaką jest ochrona sieci przed przeciążeniami w prognozowanych n-stanach sieci. Algorytm używany do realizacji funkcji celu w wersji bez ograniczeń mocy oraz pojemności może być używany na etapie typowania obszaru do implementacji lokalnego obszaru bilansowania. Użycie algorytmu pozwala uzyskać wymaganą moc oraz pojemność magazynu dla danego fragmentu sieci elektroenergetycznej, a zatem umożliwia zgrubne oszacowanie wymaganych nakładów finansowych koniecznych do poniesienia w celu budowy LOB na danym obszarze.

Bibliografia:

- [1] J. Jemielity, Ł. Czapla, P. Kolendo Budowa lokalnego obszaru bilansowania (LOB) jako elementu zwiększenia bezpieczeństwa i efektywności energetycznej pracy systemu dystrybucyjnego, praca zbiorowa, Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016.
- [2] L. Chia-Hung, Ch. Hui-Jen, Ch. Chao-Shun, L. Chung-Sheng, H. Chin-Ying, Fault Detection, Isolation and Restoration Using a Multiagent-based Distribution Automation System, Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2009, Xi'an 2009.

BILANSOWANIE – OBOWIĄZEK CZY POTRZEBA?

Obowiązek bilansowania

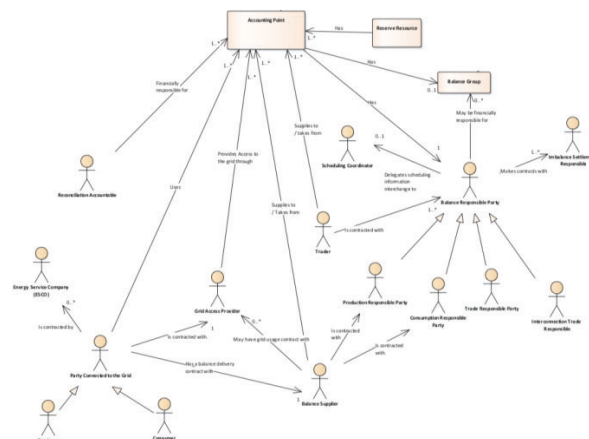
Zgodnie z prawem energetycznym bilansowanie systemu [Art. 3 pkt 23a) PE] jest rozumiane jako równoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną z jej dostawami. Jest to obowiązek nałożony wprost na operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz na operatora systemu przesyłowego (OSP). Tę funkcję należy rozumieć jako bilansowanie techniczne.

Prawo energetyczne definiuje ponadto dwa pojęcia związane z handlową odpowiedzialnością za zachowanie bilansu energii – „bilansowanie handlowe” [Art. 3 pkt 40) PE] oraz „podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe” [Art. 3 pkt 42) PE]. Bilansowanie handlowe polega zgodnie z prawem na zgłaszaniu do OSP umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez użytkowników systemu i na prowadzeniu z nimi rozliczeń różnicy rzeczywistej ilości dostarczonej albo pobranej energii elektrycznej i wielkości określonych w tych umowach dla każdego okresu rozliczeniowego.

Pomimo braku jasno określonych kryteriów pełnienia roli POB, uzależnienie tej roli od zgłoszeń umów sprzedaży do OSP jednoznacznie przenosi ciężar określenia zasad funkcjonowania POB na operatora rynku bilansującego, czyli PSE SA. Zgodnie z obowiązującą IRIESP, warunkiem pełnienia funkcji POB jest posiadanie zawartej umowy o świadczenie usług przesyłania [2.1.1.2. IRIESP]. Nie wymaga się jednak fizycznej zdolności do poboru lub wytwarzania energii.

Role na rynku energii

Organizacja ENTSO-E zdefiniowała wszystkie role oraz funkcje (domeny) rynku energii w dokumencie „The Harmonised Electricity Market Role Model”, określając jednocześnie relacje pomiędzy poszczególnymi elementami rynku. Niezwykle istotną rolę odgrywa w tym zestawieniu relacji podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (balance responsible party). Jest to odpowiednik zdefiniowanego w polskim prawie POB.



W modelu europejskim „relacja jeden do wielu” występuje pomiędzy punktem rozliczeniowym (accounting point), który w uproszczeniu można traktować jak pojedynczy PPE, a grupą bilansową (balance group), która odpowiada w polskiej nomenklaturze jednostce grafikowej danego sprzedawcy energii. Ta relacja

handlowa potwierdza, że odpowiedzialność za odchylenia powstałe w punkcie rozliczeniowym (tzw. niezbilansowanie) są przenoszone na spółkę obrotu.

Z drugiej strony, w przytoczonym modelu rynku energii rola OSD ograniczona jest do zapewnienia dostępu do sieci oraz do zarządzania pomiarami. Na rynku polskim OSD ma obowiązek zapewnienia dostępu do mocy i energii wszystkim przyłączonym do sieci podmiotom. Dostęp rozumiany jest jako możliwość korzystania z energii o odpowiednich parametrach częstotliwości i napięcia. Należy zwrócić uwagę na fakt, że ENTSO-E skupia się na warstwie handlowej rynku energii, stąd bilansowanie techniczne nie jest odzwierciedlone w przytoczonym dokumencie.

Rola klastra na rynku energii

Kluczowym zdaje się zatem rozstrzygnięcie, kto w kontekście klastrów energii powinien zająć się bilansowaniem handlowym. Klastr w swojej istocie jest zbiorem uczestników rynku – zarówno wytwórców, jak i odbiorców. Każdy z odbiorców posiada wybranego POB – co ważne, mogą to być różni POB.

Funkcja klastra nie jest sprecyzowana na poziomie europejskim. W modelu ENTSO-E w 2018 r. pojawiła się co prawda, obok odbiorcy i wytwórcy, funkcja ESCO, czyli podmiotu świadczącego usługi dla rynku energii, jednak w swojej istocie klastr energii jest odmiennym bytem.

Celem funkcjonowania klastrów jest rozwój energetyki rozproszonej, co przekłada się na wzrost bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym. Stymulacja inwestycji w rozproszone lokalizacyjnie źródła niewielkiej mocy napotyka w większości na bariery ekonomiczne, ponieważ lokalni inwestorzy podlegają analogicznym zasadom co wytwórcy zawodowi. Uczestnictwo w rynku hurtowym jest kosztowne, wymaga wysokiego zaangażowania zasobów i przede wszystkim wiąże się z zobowiązaniem do dostawy energii. Koszt inwestycji przy niewielkim wykorzystaniu źródła może wpływać na nieopłacalność funkcjonowania klastra.

Klastry energii powinny uprościć procedury przyłączenia i obsługi źródeł rozproszonych. Jednym z istotnych elementów tego procesu jest bilansowanie źródła, który to proces – szczególnie w przypadku OZE – jest kosztowny z uwagi na nieprzewidywalność produkcji pojedynczego źródła.

Na rynku energetycznym klastr reprezentowany jest przez koordynatora, który zgodnie z ustawą wypełnia wszystkie obowiązki nałożone prawem energetycznym na odbiorców i wytwórców. Innymi słowy – jest łącznikiem wszystkich elementów klastra z rynkiem hurtowym. Taką rolę dla powszechnego odbiorcy pełni sprzedawca energii.

Istnieje zatem realna potrzeba bilansowania handlowego na poziomie klastra, które spełni następujące warunki:

- 1) umożliwi obniżenie kosztów bilansowania OZE poprzez wykorzystanie efektu skali;
- 2) zapewni zgodność z modelem polskiego i europejskiego rynku energii elektrycznej;
- 3) będzie mimo uproszczenia wymuszało na odbiorcach i wytwórcach minimalizację błędów prognozowania – bilansowanie musi kosztować (ekonomicznie) dla dobra systemu.

W oparciu o dostępną wiedzę na temat idei klastra energetycznego i bieżących uwarunkowań rynkowych oraz o trendy energetyczne, sformułowano trzy koncepcje bilansowania klastrów: handlowy, łączny i wyspowy.

Model handlowy bilansowania klastra

Model handlowy bilansowania klastra zakłada, że wszystkie podmioty klastra korzystają z usług tego samego POB (podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie). Jest to rozwiązanie zdecydowanie najprostsze, ale należy jasno stwierdzić – możliwe nawet bez wdrożenia instytucji klastra energetycznego. Jego podstawową wadą jest brak wykorzystania potencjału lokalnego na cele lokalne, co stoi w sprzeczności z ideą

klastra. Wynika to z faktu, że każdy PPE rozliczany jest w oparciu o indywidualne umowy dystrybucyjne – czyli jedynie na poziomie handlowym energia wytworzona wewnątrz klastra jest rozliczana wewnątrz niego. Fizycznie oczywiście następuje wewnętrzny przepływ, ale nie jest on odzwierciedlony w wartości pomiarowej całego klastra – dzieje się to nadal indywidualnie dla każdego PPE.

Około 60% kosztów zakupu stanowi energia elektryczna. Pozostałe 40% to opłaty dystrybucyjne. Zakładając jedynie handlowy poziom wykorzystania energii elektrycznej produkowanej wewnątrz, każda wyprodukowana megawatogodzina wewnątrz klastra wpływa na zmianę ceny zakupu energii elektrycznej. Pozornie udział kosztów obrotu jest najwyższy w sumie kosztów ponoszonych przy zakupie energii. Z uwagi na technologię produkcji energii wewnątrz klastrów (zwykle OZE o wysokim koszcie inwestycji) należy jednak przyjąć, że koszt produkcji energii wewnątrz klastra może być wyższy niż oferowana na rynku energia z sieci. Jedynym beneficjentem jest potencjalne zastąpienie źródła energii elektrycznej z sieciowego na lokalny. Rozliczenie takiej formuły według zasad rynkowych może wpłynąć na potencjalne obniżenie kosztów zakupu energii. Jednakże jest to obciążone istotnym ryzykiem rynkowej zmiany ceny.

Co wydaje się najbardziej problematyczne, to brak istotnej różnicy dla klastra w przypadku, gdyby energia wytworzona wewnątrz klastra sprzedana została na zasadach rynkowych lub w ramach rozliczenia wewnętrznego odbiorców klastra. Efekt ekonomiczny będzie bardzo zbliżony. Ten model opiera się na możliwościach, które istnieją na rynku bez wdrożenia instytucji klastra energetycznego.

Model bilansowania łącznego klastra

Model bilansowania łącznego klastra opiera się na zasadzie, że wszystkie podmioty klastra są powiązane poziomem niższym niż poziom rynku energii. Wymaga stworzenia niejako wirtualnego PPE, które jest sumą wszystkich pojedynczych PPE. W sferze odpowiedzialności za bilansowanie handlowe jest to rozwiązanie tożsame z rozwiązaniem nr 1 – gdzie rolę agregatu PPE pełni miejsce bilansowania (MB) w sieci. Pomiar agregowany są na innym poziomie, jednak skutek reprezentacji na rynku jest taki sam – nadal jeden POB odpowiada za bilansowanie całego klastra.

Model wirtualny, poprzez utworzenie swego rodzaju agregatu PPE, może dodatkowo wprowadzać możliwość agregowania pomiarów. Co za tym idzie, poszczególne rozliczenia składników dystrybucyjnych byłyby inne niż w przypadku modelu handlowego.

W przypadku stawek zmiennych agregacja wewnątrz klastra energetycznego wprowadzałaby możliwość sumowania pomiarów poboru i wytwarzania energii. Oznaczałoby to rozliczanie się z wartości netto zużycia – pomniejszonych o wytworzoną energię wewnątrz klastra.

W przypadku stawek stałych możliwe byłoby natomiast ograniczenie wartości zamawianej mocy w stosunku do sumy pojedynczo zamawianych mocy przez indywidualnie występujące na rynku odbiory. Im większe zróżnicowanie klastra, tym większy mógłby być uzysk.

Jest to model bardzo spójny z definicją klastra, stymulujący rozwój wewnętrznego wytwarzania, ponieważ traktuje ekwiwalentnie energię wytworzoną oraz energię zakupioną i wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej.

Model bilansowania wyspowego

Wizja samowystarczalnego energetycznie klastra energii jest oczywiście, biorąc po uwagę trendy w energetyce rozproszonej, wizją bardzo pożądaną – w pełni spójną z założeniami utworzenia klastra.

Technicznie realizacja tej wizji wymagałaby przyjęcia do klastra wszystkich odbiorców znajdujących się na jego terytorium – jest to niezbędne do uniezależnienia dużego obszaru od sieci OSD. Rozważając taki model, należy dodatkowo zwrócić uwagę na fakt, że zachowanie restrykcyjnych norm jakościowych (częstotliwość, napięcie) wewnątrz sieci średniego i niskiego napięcia w oparciu o źródła OZE i generację rozproszoną może być bardzo trudnym wyzwaniem.

Wydaje się ponadto, że pełne uniezależnienie od energetyki zawodowej nie jest celem klastrów. Wpływ klastrów na działalność OSD jest nieunikniony. Realizowanie polityki bezpieczeństwa energetycznego nie może wpłynąć na ograniczenie inwestycji sieciowych.

Net metering a proces inwestycyjny OSD

Wdrożenie modelu wirtualnej elektrowni skutkowałoby wieloma zmianami po stronie OSD i wymagałoby rozliczenia usług dystrybucji. Swego rodzaju rewolucją byłoby wprowadzenie net meteringu – i to nie na poziomie odbiorcy, ale klastra, który może zrzeszać wielu odbiorców o różnych charakterystykach.

Proces taryfikacji premiuje dziś wolumen energii obciążonej stawką dystrybucyjną, wobec czego każde jego obniżenie (a takowym jest net metering) wpływa na redukcję przychodu regulowanego. Potencjalne obniżenie poziomu inwestycji w OSD jest realne. Co gorsza, w przypadku klastrów inwestycje mogą zostać ograniczone lokalnie, do terenów gmin, w których działają poszczególne klastry. W dłuższej perspektywie może się to negatywnie odbić na jakości i stabilności dostaw energii elektrycznej w danym regionie.

Można przyjąć, że wdrożenie net meteringu bez mechanizmów stymulujących inwestycje sieciowe dla sektora dystrybucji będzie miało zgubny wpływ na poziom niezawodności sieci. Odpowiedź na akademickie pytanie: „Czy klastr może zastąpić sieć OSD?” jest przecząca. Jak zatem polski rynek powinien podejść do bilansowania klastrów energii, aby z jednej strony umożliwić klastrów uzysk ekonomiczny z tytułu pokrycia popytu podażą wewnętrzną, a z drugiej zapewnić stały poziom dostępności mocy na wypadek awarii, zmiany warunków atmosferycznych, zdarzeń wpływających na obniżenie produkcji energii wewnątrz klastra?

Model rynku usług systemowych

Analogiczny problem związany z ubytkiem wolumenu produkcji jest obserwowany w sektorze wytwórczym, gdzie odbiorcy systemowi są ograniczani z uwagi na preferowaną generację OZE. Podobnie też, niestabilność OZE wymusza na wytwórcach konwencjonalnych zapewnienie dostępności mocy w systemie. Problem ten został rozwiązany tymczasowo poprzez wprowadzenie usługi rezerwy interwencyjnej (tzw. rezerwy zimnej), dzięki czemu nawet bloki odstawione na kilka tygodni mogły być przez ten czas utrzymywane w gotowości do pracy.

Docelowo rynek mocy wprowadzony od 2021 r. będzie zapewniał dostateczny poziom mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Takie rozwiązanie w sektorze wytwórczym gwarantuje stabilność inwestycji pomimo dużej niepewności wolumenu produkcji, który jest kluczowym elementem oceny rentowności źródeł wytwórczych. Wydaje się zasadnym, że utrzymywanie mocy wytwórczych w KSE powinno być zbieżne z możliwością dostarczenia tej mocy do odbiorców. Taki stan powinna zapewnić niezawodna sieć.

Zarządzanie dynamiczne bilansem energii

Innym kluczowym zagadnieniem dla bilansowania energii elektrycznej wewnątrz klastra jest dostępność informacji pomiarowej odpowiedniej jakości. Zarówno dynamika zmian, jak i niewielka skala klastrów (w porównaniu do skali energetyki zawodowej) wzmacniają potrzebę posiadania danych na podstawie profili zapotrzebowania i produkcji pojedynczych odbiorców i źródeł. Wymaga to nie tylko odpowiedniej infrastruktury pomiarowej, ale zwłaszcza warstwy narzędzi informatycznych zdolnych do analizy pozyskanych danych.

Z punktu widzenia bilansowania wartość dla klastra energii elektrycznej stanowi nie tyle wiedza powykonawcza, co prognoza. Aby uchwycić możliwość predykcji zachowań odbiorczych, a jednocześnie poprawnie przewidywać generację energii elektrycznej w OZE, potrzeba bardzo złożonego modelowania prognozy z wykorzystaniem np. sieci neuronowych.

Idąc tym tropem, niemożliwe jest właściwe zarządzanie bilansem energetycznym klastra bez aplikacji systemowych wspieranych przez szczegółowe opomiarowanie wszystkich jego kluczowych elementów. Koordynator klastra nie będzie w stanie podejmować właściwych decyzji związanych z jego bilansowaniem bez wiedzy na temat indywidualnych warunków partycypantów.

Zapewnienie właściwego opomiarowania wiąże się z ułożeniem procesu zarządzania danymi szczegółowymi u poszczególnych OSD. Idealnie byłoby, gdyby dostęp do profilu dobowo-godzinowego miał główny użytkownik licznika. Udostępnianie takich danych z liczników rozliczeniowych w trybie online jest kwestią przyszłości, obecnie jeszcze nie funkcjonuje. Spowodowane jest to w większości ograniczeniami systemowymi aplikacji służących akwizycji danych z liczników inteligentnych (nikt nie zbiera danych dobowo-godzinowych odbiorców końcowych w trybie natychmiastowym). Dodatkowo kwestie związane z przepustowością transmisji danych z liczników także wymagają kompromisu w stosunku do zbieranych danych.

Rola OSD w bilansowaniu handlowym

Bezsprzecznie dostępność danych pomiarowych w granulacji godzinowej lub bardziej szczegółowej, na indywidualnym dla uczestników klastra poziomie, wpływa korzystnie na możliwość wdrożenia i stosowania systemowego wsparcia dla predykcji profilu dobowo-godzinowego klastra.

W celu obsługi klastra możliwe jest wdrożenie platformy wymiany informacji pomiarowej w trybie dynamicznym, umożliwiającym szybkie reagowanie na zmiany w poziomie poboru lub wytwarzania energii. Pozwoli to na zapewnienie niskiego poziomu odchyłeń bilansowych, a co za tym idzie podniesie zdolności planowania i zarządzania wymianą energii z siecią. Uczestnikiem takiej platformy powinien być naturalnie koordynator klastra, który dzięki informacjom mógłby zapewniać najwyższą jakość danych i prognoz.

Co więcej, umożliwiłoby to wykształcenie konkurencyjnego rynku koordynatorów klastrów, gdzie jednym z elementów konkurencji mógłby być poziom kosztów związanych z zarządzaniem popytem i podażą. Jest to jednak wizja obarczona pewnym ryzykiem – nie wydarzy się bez rozsądnego podejścia do danych pomiarowych uczestników klastrów. Wymaga to dokonania szeregu istotnych uzgodnień z poszczególnymi OSD.

Podsumowanie

Bilansowanie jest dziś obowiązkiem każdego odbiorcy, przy czym często jest świadczone niepostrzeżenie. W przypadku klastrów, których domeną staje się zarządzanie portfelem wytwórczym i odbiorczym, bilansowanie może odgrywać większą rolę. Warunkiem jest przeniesienie kosztu bilansowania klastra bezpośrednio na rynek hurtowy. Bilansowanie pozostaje przy tym w obowiązku koordynatora klastra.

Idea klastra nie jest dziś do końca wzmacniana przez uwarunkowania rynkowe – wymuszenie wysokiego poziomu wytwarzania może być wspierane poprzez wprowadzenie preferencyjnych warunków zakupu usługi dystrybucyjnej (tzw. net metering). Takie wdrożenie nie może odbyć się poprzez obniżenie przychodów regulowanych dystrybucji, które w przeciwieństwie do finansów klastra służą przede wszystkim nowym inwestycjom sieciowym.

Wyzwaniem pozostaje model przeniesienia kosztów inwestycji na sieć, do której przyłączeni są poszczególni uczestnicy klastra. Teoretycznie taka sieć będzie zdecydowanie mniej obciążona, co wprost obniży poziom przychodów zależnych od wolumenów energii. W praktyce nie jest możliwe obniżenie przepustowości i potrzeb sieciowych na tym etapie rozwoju klastrów.

Rozwój modeli prognostycznych dla bilansowania wymagać będzie inwestycji zarówno po stronie OSD (dane pomiarowe, systemy akwizycji), jak i koordynatora klastra (system IT do zarządzania portfelem). Niepewny okres inwestycyjny może wpłynąć na wyhamowanie inwestycji, a w konsekwencji na ograniczenie rozwoju rynku bilansowania klastrów.

Bibliografia:

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.).
- [2] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478 z późn. zm.).
- [3] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0 zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r. Tekst obowiązujący od dnia: 1 lutego 2017 r.
- [4] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 z dnia 10 września 2013 r.
- [5] J. Paska, *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*, Warszawa 2010.
- [6] W. Mielczarski, *Rynki energii elektrycznej: wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne*, Warszawa 2000.