ELEKTROENERGETYKA

współczesność i rozwój

6–12

Clean Energy Package:
Czy zaproponowany model jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej rzeczywiście sprosta wyzwaniom przyszłości?

31–38

Modernizacja jednostek wytwórczych w kontekście wymogów wynikających z Kodeksu Sieci RfG oraz z konkluzji BAT dla LCP

74–78

CERT PSE oraz E-CERT sektorowy elementem cyberbezpieczeństwa dla sektora energetycznego

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

nr 1 (18) | 2018

Numer ISSN: 2080-8593

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

ELEKTROENERGETYKA

współczesność i rozwój

Spis treści

UNIA EUROPEJSKA O ENERGETYCE

04–12 Podsumowanie stanowiska Polskich Sieci Clean Energy Package: Czy zaproponowany model jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej rzeczywiście sprosta wyzwaniom przyszłości?
mgr Juliusz Kowalczyk

13–21 Nie wystarczy mieć rację – polityka publiczna i działalność operatorów systemów przesyłowych
mgr Juliusz Kowalczyk

22–25 Monitorowanie rynku energii elektrycznej na podstawie przepisów REMIT
mgr Krystian Kowalewski

RYNEK ENERGETYCZNY

26–30 Analiza merit order sektora wytwórczego w Polsce do 2030 roku
mgr inż. Damian Mrowiec

31–38 Modernizacja jednostek wytwórczych w kontekście wymogów wynikających z Kodeksu Sieci RfG oraz z konkluzji BAT dla LCP
apl. adw. Jakub Guzikowski

39–45 Rentowność oraz rozbudowa oferty produktowej spółek energetycznych dedykowanej gospodarstwom domowym jako zachęta do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej
mgr inż. Kinga Bojda

INFRASTRUKTURA ELEKTROENERGETYCZNA

46–55 Prace badawczo-rozwojowe i doświadczenia PSE SA zmierzające do cyfryzacji obiektów elektroenergetycznych w sieci przesyłowej
mgr inż. Marcin Grzelka
dr inż. Andrzej Juszczyk

56–66 Układ przesyłowy łączący systemy Polski i Litwy, wybrane aspekty techniczne i organizacyjne z procesu projektowania i budowy
mgr inż. Krzysztof Dąbrowski
mgr inż. Marcin Małecki
mgr inż. Stanisław Pokora
mgr inż. Grzegorz Szabłowski

TECHNOLOGIE

67–73 Perspektywy wykorzystania naturalnych procesów bioenergetycznych w technice
dr inż. Krzysztof Karkoszka
mgr inż. Piotr Kukiełka
mgr inż. Michał Sabat

74–78 CERT PSE oraz E-CERT sektorowy elementem cyberbezpieczeństwa dla sektora energetycznego
mgr Jarosław Sordyl

ADRES REDAKCJI

Biuro Komunikacji
Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA
05–520 Konstancin-Jeziorna
ul. Warszawska 165

tel. (22) 242 19 27
redakcja@elektroenergetyka.org

realizacja: Aude, www.aude.pl

ISSN 2080–8593

Redakcja zastrzega sobie prawo dokonywania zmian i skrótów w nadesłanych materiałach oraz opracowania redakcyjnego tekstów. Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.

mgr Juliusz Kowalczyk
Departament Przesyłu
PSE SA

Clean Energy Package: Czy zaproponowany model jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej rzeczywiście sprosta wyzwaniom przyszłości?

Streszczenie

Artykuł powstał na podstawie stanowiska Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA w sprawie najważniejszych propozycji Komisji Europejskiej zawartych w pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków", opublikowanego 27 listopada 2017 r. Artykuł stanowi aktualizację ww. stanowisk w świetle prac legislacyjnych w Parlamencie Europejskim i Radzie. W opinii PSE, mimo że jednym z celów pakietu jest przygotowanie europejskiego rynku na wyzwania przyszłości, zawarte w nim rozwiązania nie pozwolą osiągnąć tego celu. Po pierwsze, strefowy model zintegrowanego europejskiego rynku nie zapewnia skutecznych sygnałów cenowych i nie odzwierciedla prawdziwych kosztów dostaw energii do odbiorców. Po drugie, rozdzielne pozyskiwanie energii i rezerwy mocy zawyża koszty pokrycia zapotrzebowania. Po trzecie, rynek dwutowarowy – złożony z rynku energii i rynku mocy – jest bardziej efektywnym narzędziem zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa dostaw niż zaproponowany w przepisach pakietu rynek jednotowarowy.

Wprowadzenie

Minął ponad rok, odkąd Komisja Europejska opublikowała 30 listopada 2016 r. pakiet propozycji legislacyjnych nazwanych zbiorczo pakietem „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" (Clean Energy for All Europeans Package – CEP). Pakiet objął między innymi fundamentalne zmiany w przepisach ustalających kształt rynku energii elektrycznej w Europie [14]. Od chwili opublikowania instytucje UE wykonały znaczącą pracę w kierunku dostosowania propozycji Komisji do oczekiwań interesariuszy, w tym państw członkowskich oraz obywateli UE i uczestników rynku reprezentowanych przez Parlament Europejski. W ocenie PSE zaproponowany przez KE model rynku energii jest wadliwy – nie zapewni on bezpiecznego i efektywnego funkcjonowania europejskich systemów elektroenergetycznych, zintegrowanych poprzez rynek wewnętrzny. Niestety, zaproponowane zmiany nie przyniosły poprawy, a niekiedy wręcz pogłębią zidentyfikowane obecnie problemy.

Przedkładając CEP Parlamentowi i Radzie, Komisja Europejska sformułowała m.in. następujące cele regulacji: efektywną integrację OZE, zwiększenie elastyczności popytu i podaży, integrację rynku hurtowego z rynkiem detalicznym, a także umożliwienie kształtowania się cen w sposób odzwierciedlający konkurencyjną relację między podażą a popytem oraz rozwój rynków długoterminowych zabezpieczających przed zmiennością cen; cały model ma zaś być future-proof – gotów sprostać przyszłości [14]. W ocenie PSE model internal electricity market (IEM) nie zapewnia realizacji powyższych celów i nie sprosta wyzwaniom, przed jakimi stają europejskie systemy elektroenergetyczne wobec rosnącej dynamiki wytwarzania energii i elastyczności korzystania z niej – a co za tym idzie, rosnącej cenowej wrażliwości popytu na energię. Sprostanie tym wyzwaniom wymaga skutecznego mechanizmu koordynacji pracy systemu przy uwzględnieniu jej uwarunkowań. Takim mechanizmem są na rynku energii elektrycznej wyłącznie sygnały cenowe. Sygnały te powinny zapewniać optymalne wykorzystanie zasobów sieciowych oraz wytwórczych do zaspokojenia potrzeb odbiorców przy spełnieniu kryteriów bezpiecznej realizacji dostaw energii. Nie da się tego osiągnąć poprzez sygnały cenowe, które nie zapewniają właściwej wyceny energii elektrycznej w konkretnych lokalizacjach.

Niniejszy artykuł prezentuje poglądy PSE na temat wybranych elementów IEM według propozycji Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego i Rady: sposobu odwzorowania sieci elektroenergetycznej w procesach rynkowych, relacji pozyskiwania rezerw mocy do obrotu energią

elektryczną oraz rozwiązań rynkowych mających zapewnić wystarczalność zasobów mocy.

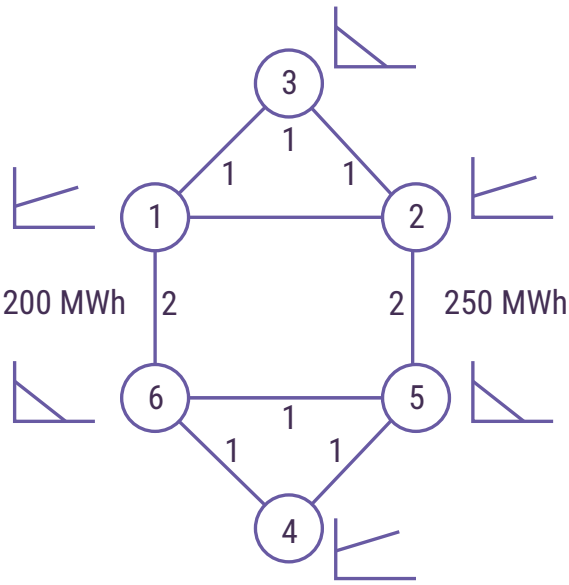
1. Odwzorowanie systemów w modelu rynku. Od uproszczeń do nieefektywności

Obecnie obserwujemy rozwój rozproszonych form wytwarzania energii elektrycznej [13, 14, 15]. Na skutek zmian technologicznych oraz bodźców cenowych można obserwować także coraz większą, ale regionalnie zróżnicowaną, elastyczność popytu. W opinii PSE, aby skutecznie oddziaływać na zasoby znajdujące się w różnych lokalizacjach systemu, należy je stymulować stosownie do warunków panujących w tych lokalizacjach poprzez stosowanie lokalnie zróżnicowanych cen energii elektrycznej. Zgodnie z oceną wpływu załączoną do CEP Komisja Europejska rozważała różne rozwiązania w zakresie odwzorowania sieci na potrzeby handlu energią elektryczną [13]. Ostatecznie zdecydowano się na utrzymanie w procesach rynkowych uproszczonej, strefowej reprezentacji systemów elektroenergetycznych (zonal market) i początkowo nie dopuszczono do różnicowania rzeczywistych cen energii elektrycznej (cen na rynku bilansującym) w ramach jednej strefy. Takie rozwiązanie umożliwia poprawne uwzględnienie w procesach rynkowych aspektów ekonomicznych (w szczególności kosztów) oraz warunków bezpieczeństwa funkcjonowania systemów elektroenergetycznych tylko wówczas, gdy strefy rynkowe wyznaczono tak, aby nie występowały w nich ograniczenia w przesyle energii. Obecnie jednak w Europie strefy rynkowe co do zasady (z wyjątkiem Szwecji, Norwegii i Włoch) odpowiadają granicom państw, a wiele z nich zawiera znaczne ograniczenia [12, 13]. Taka sytuacja uniemożliwia efektywne koordynowanie – poprzez sygnały cenowe – pracy źródeł i odbiorów energii elektrycznej w danej strefie.

PSE stoją więc na stanowisku, że należy wyznaczać jak najmniejsze strefy, w optymalnym ujęciu odpowiadające poszczególnym węzłom systemu elektroenergetycznego (nodal market). Mniejszy rozmiar stref umożliwia:

- odwzorowanie poprawnych cen energii elektrycznej na poziomie lokalnym (co wspiera wzrost efektywności wykorzystania zasobów przyłączonych do sieci);
- dostęp użytkowników do energii po uzasadnionych rynkowo cenach (zamiast np. cen zawierających koszty eksternalizowane przez użytkowników w innych strefach);
- oferowanie uczestnikom rynku większego zakresu zdolności przesyłowych na warunkach konkurencji rynkowej dzięki możliwości stosowania mniejszych marginesów bezpieczeństwa (co wspiera poprawę efektywności wykorzystania sieci).

Rysunek 1



Uproszczony schemat rynku składający się z sześciu węzłów. Węzły oznaczono numerami 1–6. Linie przesyłowe pomiędzy węzłami 1–6 i 2–5 mają ograniczoną zdolność przesyłową.
Źródło: [19].

Efektywne ustalanie równowagi rynkowej w systemie strefowym wymaga przyjęcia założenia o nieograniczonych zdolnościach przesyłowych wewnątrz strefy cenowej i właściwego wytyczenia jej granic. Jak wskazano wyżej, zasada jednorazowego wyznaczenia stref w Europie, definiowanych przez granice państw, skutkuje wyznaczeniem nieoptymalnych obszarów. W efekcie istotnym kosztem radzenia sobie z ograniczeniami wewnątrz stref stają się koszty działań zaradczych, w tym szczególnie redispatchingu[1] i counter-tradingu[2], które „poprawiają" wynik działania rynku w celu zapewnienia możliwości ich fizycznej realizacji (**rys. 1**).

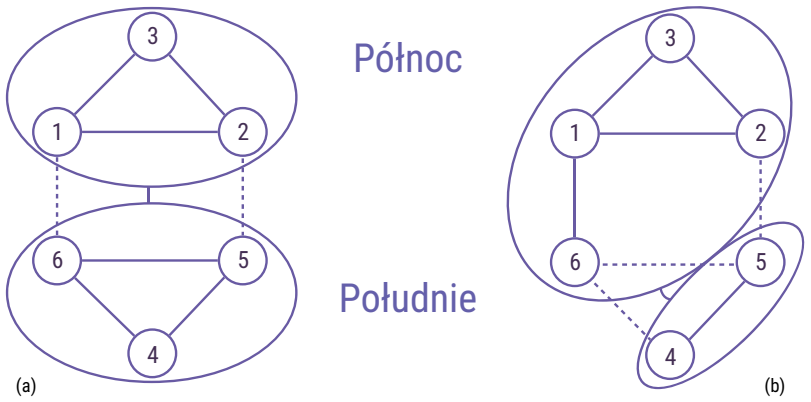
Efektywność rynku strefowego zależy więc między innymi od stopnia skoordynowania działań zaradczych oraz poprawności alokacji kosztów tych działań. Jeśli możliwy byłby doskonale skoordynowany counter-trading, rezultaty równowagi osiągniętej w warunkach rynku węzłowego i strefowego (w procesie łączenia rynków – market coupling) niewiele by się różniły. Taka koordynacja jest jednak trudna do osiągnięcia. W warunkach nieskoordynowanego

[1] Redispatching – środek uruchamiany przez jednego lub kilku operatorów systemów poprzez zmianę schematu wytwarzania i/lub obciążenia w celu zmiany fizycznych przepływów w ramach systemu przesyłowego i w celu zmniejszenia ograniczeń fizycznych (art. 2 pkt 26 Rozporządzenia Komisji (UE) nr 543/2013 z 14 czerwca 2013 r. w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej, zmieniające załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009)

[2] Counter-trading, zakupy przeciwne – międzystrefowa wymiana zainicjowana przez operatorów systemów między dwoma obszarami rynkowymi w celu zmniejszenia ograniczeń fizycznych (art. 2 pkt 13 Rozporządzenia 543/2013)

→

Rysunek 2



Dwa możliwe sposoby podziału rynku na strefy „Północ" i „Południe"; w przypadku (a) podział odpowiada ograniczeniom zdolności sieci. W przypadku (b) wewnątrz strefy Północ znalazła się linia o ograniczonej zdolności. Taki podział może wynikać np. z umiejscowienia węzłów 1, 2, 3 i 6 na obszarze jednego państwa.
Źródło: [19].

counter-trading, kiedy działania drugiej strony muszą być traktowane jako dane, koszty zależą od organizacji rynku – niewłaściwy podział na strefy, jak w przypadku (b) (**rys. 2**), może prowadzić do ekstremalnie wysokich kosztów counter-tradingu – niweczących korzyści dla odbiorców wynikające z łączenia rynków. Choć to wyłącznie przykładowa analiza, wskazuje na istotne problemy koordynacyjne w przypadku strefowej reprezentacji systemu [19].

Problem można rozwiązać poprzez odwzorowanie w modelu rynku rzeczywistej struktury systemu elektroenergetycznego – oparcie modelu na węzłach, a nie strefach. Umożliwia to ustalanie cen energii w poszczególnych węzłach z uwzględnieniem rzeczywistej zdolności przesyłowych sieci między nimi. W przypadku braku ograniczeń między węzłami (lub gdy nie są one aktywne, ponieważ zapotrzebowanie jest na poziomie niższym niż ograniczenia) w strukturze stref nie występowałyby koszty redispatchingu i counter-tradingu, a oczekiwana cena energii w obu strukturach rynkowych byłaby równa. Jednak w każdym innym przypadku, jak wskazują analizy symulacyjne [18] oraz doświadczenia operatorów stosujących system węzłowy, koszty działań zaradczych w systemie strefowym (zarówno w ramach strefy, jak i pomiędzy nimi) są na tyle wysokie, że rzeczywisty koszt dostarczenia energii do odbiorcy końcowego jest przy rozwiązaniu węzłowym niższy. Co więcej, przyjęcie takiego rozwiązania ułatwia zarządzanie systemem i ogranicza ryzyko powstawania ograniczeń przesyłowych (congestion).

Należy dodać, że counter-trading i redispatching są ekonomicznie nieefektywnymi narzędziami do zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Metody te nie prowadzą bowiem do wspierania proefektywnościowej konkurencji na rynku energii, skutkując – jak pokazują analizy modelowe – subsydiowaniem inwestycji w zdolności wytwórcze nie tam, gdzie powinny być zlokalizowane [8]. W efekcie prowadzi to często do potrzeby subsydiowania źródeł w danej chwili nierentownych (tzn. takich, w których koszt krańcowy wytworzenia energii na efektywnie działającym rynku jest powyżej ceny równowagi), ale koniecznych do stabilizacji systemu, na przykład poprzez stosowanie rozwiązania w postaci rezerwy sieciowej – jednostek wytwórczych w dyspozycji operatora systemu, wynagradzanych za gotowość oraz otrzymujących zwrot poniesionych kosztów pracy na jego wezwanie [17].

W opinii PSE rynek oparty na węzłach, a nie strefach, byłby najbardziej efektywnym rozwiązaniem dla IEM. Dostrzegając jednak techniczne, organizacyjne i instytucjonalne wyzwania procesu tworzenia rynku węzłowego, PSE proponują, aby jako rozwiązanie przejściowe zastosować system hybrydowy, w którym w ramach wybranych stref wprowadzony zostanie system rynkowy oparty na węzłach. Rozwiązanie takie pozwoli sprawdzić użyteczność systemu węzłowego w Europie, a jak pokazują analizy ekonomiczne, nie wpłynie na sytuację uczestników rynku, pozostających przy systemie strefowym [18]. Rozwiązanie takie przewiduje obecny stan prawny – tzw. kodeks bilansowania[3] dopuszcza, aby w systemach elektroenergetycznych funkcjonujących w modelu centralnego dysponowania (central dispatch) stosowano zróżnicowane ceny niezbilansowania w ramach jednej strefy rynkowej. Komisja Europejska zaproponowała pierwotnie przepisy znoszące taką możliwość[4]. Prace w Parlamencie Europejskim [3, 5] i w Radzie [21] przyniosły propozycję powrotu do tej możliwości, jednak wciąż jako wyjątku, a nie zasady ani kierunku ewolucji rynku.

Wprowadzenie węzłowej reprezentacji systemów elektroenergetycznych umożliwiłoby uwzględnienie w cenie końcowej energii wszystkich kosztów związanych z jej wytworzeniem i dostarczeniem. Zróżnicowanie cenowe pomiędzy węzłami systemu w ramach strefy zapewniłoby zaś efektywne wykorzystanie zasobów wytwórczych i sieciowych do pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, a tym samym przyczyniłoby się do minimalizacji całkowitych kosztów funkcjonowania systemu (**rys. 3**).

Po stronie popytowej takie rozwiązanie przyczyniłoby się do optymalizacji decyzji przedsiębiorców – odbiorców energii elektrycznej, którzy obecnie podejmują decyzje inwestycyjne na podstawie niepełnych informacji. Uwzględniają w swoich planach m.in. różnice w jakości i cenie siły roboczej, infrastruktury komunikacyjnej i telekomunikacyjnej, lecz nie ponoszą rzeczywistych kosztów energii, które byłyby odzwierciedlone dzięki właściwej reprezentacji systemu. W konsekwencji zachowania odbiorców energii w procesie osiągania równowagi rynkowej w systemie opartym na węzłach mają potencjał, by przyczynić się do przekształceń popytu pozwalających na bardziej efektywne wykorzystanie obecnej infrastruktury elektroenergetycznej.

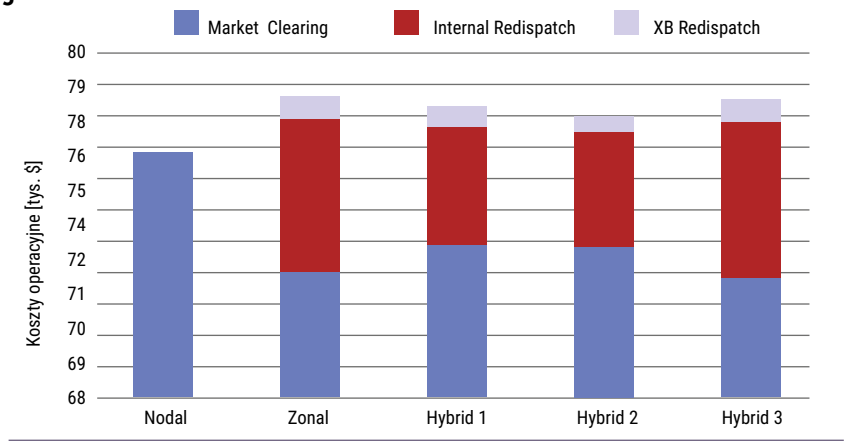
Dokładniejsza reprezentacja sieci w procesach rynkowych pozwala również na pełniejsze dotrzymywanie warunków bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ramach zawieranych transakcji handlo-

[3] Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania, Dz.U. L 312, 28.11.2017, s. 6–53

[4] Por. art. 5 ust. 3 i art. 13 ust. 2 [14].

wych, co pozwala ograniczyć zakres i koszty środków zaradczych podejmowanych przez operatorów systemów, by spełnić kryteria bezpieczeństwa, a w efekcie obniży koszty dostaw pokrywane przez odbiorców nie w cenie energii, ale w taryfach przesyłowych. Ceny energii elektrycznej lepiej odzwierciedlą rzeczywisty koszt jej dostaw. Co istotne, pogląd PSE o wyższości rynku węzłowego nad rynkiem strefowym nie jest w Europie odosobniony. W raporcie, oceniającym funkcjonowanie połączonych metodą flow-based rynków dnia następnego w środkowo-zachodniej Europie (CWE flow-based day-ahead market coupling), belgijska Komisja Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu (CREG) zidentyfikowała w istniejącym modelu rynku liczne problemy i nieefektywne rozwiązania [1]. Sprawne łączenie rynków w modelu flow-based[5] wymaga poprawnego ustalenia parametrów wejściowych w procesie wyznaczania zdolności. Według CREG niektóre problemy z wyznaczeniem tych parametrów wynikają z immanentnych cech rynku strefowego. Na przykład nieefektywne wyznaczenie współczynnika zmiany wytwarzania (generation shift key, GSK[6]) może być następstwem problemu rekurencji w procesie: aby obliczyć zdolności transgraniczne (które wpływają na ustalenie się ceny na połączonych rynkach), operator musi znać zachowanie jednostek wytwórczych, które zależy od ustalonej ceny na rynku (clearing price). Belgijski regulator zwraca uwagę, że rekurencja nie występuje w modelu węzłowym, gdzie oferowana przez wytwórcę cena i jego lokalizacja dostarczają dość informacji, by efektywnie wyznaczyć i alokować zdolności. Co więcej, przepływy kołowe, które na pewnym poziomie w modelu strefowym mogą wręcz uniemożliwiać handel [12], w modelu węzłowym stają się przedmiotem wyceny i poddają się lepszej kontroli. Podobnie jak PSE, CREG uważa, że aby model strefowy zbliżył się efektywnością do modelu węzłowego, strefy rynkowe muszą być odpowiednio małe, zaś jak

Rysunek 3



Koszty operacyjne w 3-strefowym systemie elektroenergetycznym przy różnych organizacjach rynku. [Mohrhauer, 2016]. Hybrydowe organizacje rynku uwzględniają system węzłowy w jednej ze stref. Strefa 1: eksporter; Strefa 2: importer; Strefa 3 – eksporter z przepływami tranzytowymi.

wskazano wyżej, w Europie strefy rynkowe zasadniczo odpowiadają po prostu obszarom państw. W przypadku CWE flow-based market coupling, ze względu na zjawisko konkurowania współczynników rozpływu (power transfer distribution factors, PTDF[7]), prowadzi to wręcz do dyskryminacji państw obejmujących mniejsze strefy (algorytm łączenia rynków preferuje import do lub eksport z większych stref ze względu na mniejszy wpływ wewnętrznych elementów ich sieci na wyznaczanie zdolności). Nodal market eliminuje również problem dyskryminacji przepływów transgranicznych względem przepływów wewnętrznych – w tym modelu wszystkie transakcje mają taki sam status. CREG proponuje więc przejście na model węzłowy albo przynajmniej istotne zmniejszenie stref jako optymalny środek zwiększenia efektywności europejskiego rynku energii, mniej kosztowny niż np. istotna rozbudowa sieci przesyłowej [1]. Jest to zbieżne z poglądem PSE, zgodnie z którym nodal market pozwala lepiej zagospodarować istniejące zasoby i daje poprawne sygnały cenowe.

Nie należy również pomijać istotnej okoliczności, która naraża funkcjonowanie modelu strefowego IEM na permanentną nieefektywność: w strefach rynkowych ustala się cena energii elektrycznej dla odbiorców, zatem kształt stref ma istotne znaczenie dla funkcjonowania gospodarek krajowych i jest wynikiem procesu politycznego. KE zaproponowała początkowo, że to ona będzie decydować o kształcie stref w oparciu o rekomendację operatorów systemów i konsultacje z państwami; niektóre państwa członkowskie uznały to jednak za naruszenie traktatowej zasady pomocniczości[8]. Śledząc treść kolejnych dokumentów przyjmowanych przez Radę [4, 20, 21], można zaobserwować, jak ważne dla niektórych państw jest zapobieżenie podziałowi istniejącej strefy cenowej, nawet jeśli zawiera ona strukturalne ograniczenia. Tak silny opór wobec realizacji fundamentalnego przecież założenia modelu strefowego pozwala sądzić, że IEM będzie stale funkcjonować wadliwie, dyskryminując niektóre krajowe systemy elektroenergetyczne, a stopniowa poprawa (np. zmniejszenie skali przepływów kołowych) dokona się poprzez rozwiązania bardziej kosztowne dla odbiorców

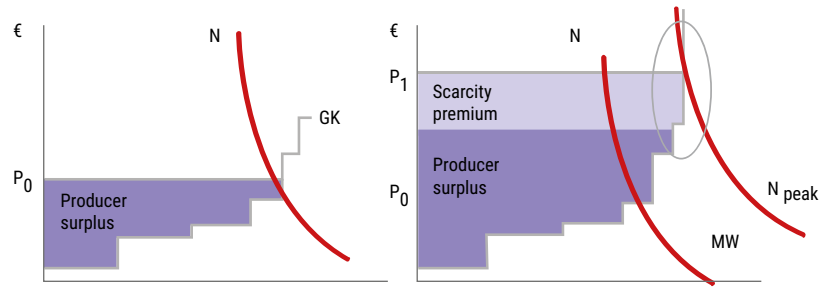
[5] Zgodnie z art. 2 pkt 9 podejście flow-based to metoda wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozpływu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci.

[6] Współczynnik zmiany wytwarzania odzwierciedla wpływ, jaki zmiany salda danego obszaru rynkowego (tzw. pozycji netto) wywierają na wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez poszczególne jednostki wytwórcze w sieci.

[7] Współczynniki rozpływu odzwierciedlają wpływ potencjalnych transakcji rynkowych na przepływy mocy na poszczególnych elementach krytycznych sieci przesyłowej

[8] Art. 5 ust. Traktatu o Unii Europejskiej (Dz.U. C 202 z 7.06.2016, str. 13–388) stanowi, że [z] godnie z zasadą pomocniczości, w dziedzinach, które nie należą do jej wyłącznej kompetencji, Unia podejmuje działania tylko wówczas i tylko w takim zakresie, w jakim cele zamierzonego działania nie mogą zostać osiągnięte w sposób wystarczający przez państwa członkowskie, zarówno na poziomie centralnym, jak i regionalnym oraz lokalnym, i jeśli ze względu na rozmiary lub skutki proponowanego działania możliwe jest lepsze ich osiągnięcie na poziomie Unii. http://www.europarl.europa.eu/oeil/popups/ficheprocedure.do? reference=2016/0379%28COD%29&l=en#tab-0 – zob. stanowiska hiszpańskiego parlamentu, austriackiej Rady Związkowej oraz niemieckiej Rady Związkowej, zgodnie z którymi m.in. wyznaczanie stref rynkowych przez KE narusza ww. zasadę.

→ **Rysunek 4**



Ceny równowagi na rynku jednotowarowym – cena średnia i cena w szczycie zapotrzebowania (bez ceny maksymalnej).
Źródło: [11].

(np. rozbudowę sieci na znaczną skalę) niż zmiana sposobu odwzorowania sieci w procesach rynkowych.

2. Jeden zasób, dwa towary, dwa rynki? Pozyskiwanie energii elektrycznej i rezerw mocy

Zaproponowane przez Komisję Europejską rozwiązania zakładały separację procesów pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy. W ocenie PSE prowadzi to do suboptymalnych decyzji rynkowych, a w efekcie stoi w sprzeczności z założeniami CEP. Osiągnięte w ten sposób uproszczenie rynku energii elektrycznej w rzeczywistości wymusi sztuczny podział zasobów systemu pomiędzy dwa procesy, nieelastyczne dysponowanie tymi zasobami i doprowadzi do nieefektywnej ich alokacji.
Pierwotna propozycja KE „nadpisywała" postanowienia kodeksu bilansowania w przedmiotowym zakresie; dopiero prace w Radzie i PE przyniosły propozycje, by zgodnie z kodeksem zachować możliwość łącznego pozyskiwania energii i rezerw w systemach stosujących central dispatch [5, 21], wciąż jednak jako wyjątek, a nie zasadę. Separacja procesów pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy stanowi wyraz panującego od lat w Europie poglądu, że kwestie techniczne, do których zalicza się utrzymywanie wymaganego poziomu rezerw mocy, powinno się oddzielić od handlu energią elektryczną. Ma za tym przemawiać pożądana przez uczestników rynku prostota prowadzenia obrotu energią. Taka organizacja procesów rynkowych powoduje jednak szereg nieefektywności. Co ważne, zapewnienie rezerwy mocy stanie się w przyszłości bardzo istotne ekonomicznie w miarę rozwoju nowych sposobów korzystania z energii elektrycznej, jak np. zeroemisyjna motoryzacja. Istotna będzie również odpowiednia wycena rezerw mocy – wysokie ceny mogą być wczesnym ostrzeżeniem przed niewystarczalnością zasobów w systemie.
Odzwierciedlenie w opłatach za energię elektryczną zapotrzebowania na jej większą moc (co wiąże się z ekonomicznymi kosztami zagwarantowania rezerwy mocy) jest zasadne. Zapewnienie dostępu do większej mocy wymaga bowiem zagwarantowania odpowiednich rezerw systemowych, co w przypadku separacji energii i rezerw wiąże się z koniecznością konkurowania o te same zasoby w różnych procesach rynkowych – dysponent zasobu (wytwórca energii) decyduje *ex ante*, jaką część zaoferuje do sprzedaży energii elektrycznej, a jaką do dostarczenia rezerwy mocy. To potencjalnie będzie prowadzić do ustalania suboptymalnych stanów równowagi rynkowej ze względu na sztuczne przesunięcie krzywej podaży w stronę wyższych cen (wskutek „wyjęcia" części zasobów z rynku).
PSE zabiegają o to, aby ostateczna treść aktów prawnych w ramach CEP umożliwiała zintegrowane pozyskiwanie energii i rezerw, oraz liczą na to, że z czasem – na przykład wobec rozwoju zeroemisyjnego transportu i zwiększonej dynamiki popytu na energię – upowszechni się pogląd o wyższości tego rozwiązania jako zapewniającego optymalny koszt dostarczania energii elektrycznej do odbiorców.

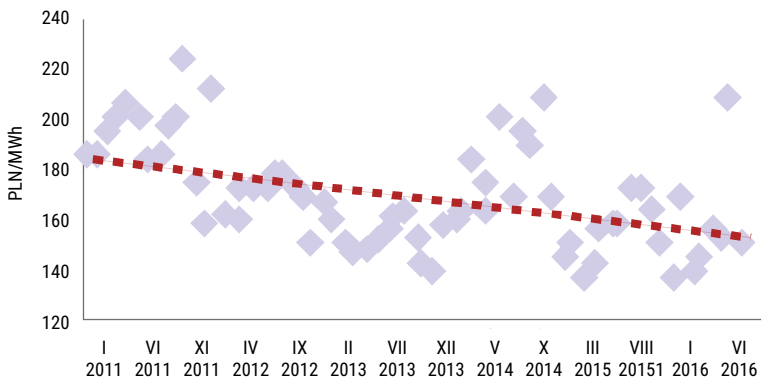
3. Rynek zapewniający bezpieczne dostawy energii: jednotowarowy czy dwutowarowy?

Jednym z celów polityki energetycznej UE jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii[9]. IEM powinien być zatem zaprojektowany tak, aby odbiorcy po możliwie najniższym koszcie otrzymali gwarancję dostępności energii elektrycznej. Niestety, zaproponowana przez KE [14], a akceptowana przez Radę [21] oraz stanowczo popierana przez Parlament Europejski [5] koncepcja rynku jednotowarowego (energy-only market – EOM), w którym mechanizmy mocowe dopuszcza się jako wyjątek, może nie pozwolić na osiągnięcie powyższego celu.
Wśród głównych przyczyn tej sytuacji należy przede wszystkim wskazać niestabilność regulacji dotyczących europejskich mechanizmów rynkowych oraz ich otoczenia, utrudniającą podejmowanie decyzji w dłuższym horyzoncie czasu. Decyzje dotyczące inwestycji w elektrownie podejmuje się w horyzoncie kilkunastu do kilkudziesięciu lat, zaś otoczenie regulacyjne w UE zmienia się w znacznie krótszej perspektywie. Na przykład od przyjęcia w 2009 r. tzw. trzeciego pakietu energetycznego do ogłoszenia CEP upłynęło niewiele ponad 7 lat, zaś w tym czasie nie udało się jeszcze w pełni zrealizować zobowiązań wynikających z trzeciego pakietu – nie wdrożono jeszcze zintegrowanych rynków dnia następnego i dnia bieżącego według tzw. kodeksu CACM[10], zaś akt prawny statuujący rynek wymiany usług bilansujących – wspomniany wyżej kodeks bilansowania – wszedł w życie dopiero pod koniec ubiegłego roku. Istnieje ryzyko, że przepisy CEP wejdą w życie przed wdrożeniem niektórych rozwiązań z trzeciego pakietu, co będzie szczególnie problematyczne tam, gdzie CEP wprowadzi odmienne zasady, „nadpisując" postanowienia kodeksów sieci. Kolejnym strukturalnym problemem

[9] Art. 194 ust. 1 lit. b Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.U. C 202 z 7.06.2016, str. 13–388).
[10] Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.07.2015, str. 24–72).

są zakłócenia kształtowania cen energii elektrycznej wynikające ze stosowania na dużą skalę pozarynkowych (oderwanych od konkurencyjnej sprzedaży energii) mechanizmów wsparcia odnawialnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności mechanizmów obniżających koszty wejścia na rynek, które determinują decyzję o inwestycjach w OZE, jak np. taryfy gwarantowane (feed-in tariff). Towarzyszą temu również czynniki pozaekonomiczne – ograniczenie maksymalnych cen energii na rynku (price caps) i brak pewności, czy odejście od cen maksymalnych i zastąpienie ich wartością niedostarczonej energii (value of lost load – VOLL) jest akceptowalne dla odbiorców energii. Ponadto mechanizm wyceny w oparciu o rzadkość zasobu (scarcity pricing), uwzględniający możliwość znacznego wzrostu cen na rynku w warunkach nietypowych (np. nadmiernego zapotrzebowania na energię elektryczną w stosunku do możliwości systemu) działa efektywnie jedynie pod warunkiem technicznego dopuszczenia do sytuacji granicy bezpieczeństwa (np. wyczerpania rezerw mocy i nieuchronności blackoutu w przypadku awarii dużej jednostki wytwórczej), a także poprawnej wyceny rezerw mocy. Operatorzy systemów przesyłowych mają prawny obowiązek nie dopuścić, aby system działał na granicy bezpieczeństwa[11], zaś wynagradzanie rezerw mocy również jest, w ocenie Komisji Europejskiej, administracyjną ingerencją w rynek [15]. W rezultacie faktyczna presja na wzrost cen w systemie jest i będzie mniejsza od tej, którą przyjęto jako założenie uzasadniające wybór modelu rynku zaproponowanego w CEP (co ma wyraz w licznych przepisach oraz motywach preambuł aktów prawnych[12]).
Proces kształtowania cen zakłócony systemami wsparcia oddziałuje – w ramach rynku europejskiego – na sąsiednie kraje (strefy rynkowe) stosujące odmienne systemy wsparcia wybranych technologii, zaburzając decyzje inwestycyjne zarówno w odniesieniu do OZE, jak i do źródeł konwencjonalnych. Może to prowadzić do powstania problemu wystarczalności generacji, nasilającego się wraz ze spadkiem rentowności elektrowni systemowych.

Rysunek 5



Miesięczna średnioważona cena rynku dnia następnego (TGE) (PLN/MWh).
Źródło: [7[. Uwaga: ceny podane są w zł, spadkowy trend w euro ma większą dynamikę wskutek długookresowego trendu wzrostowego kursu euro.

Problem wystarczalności generacji występuje lub zagraża wielu krajom w Europie [15]. Został on również zidentyfikowany w Polsce. Oznacza to, że zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej wymaga zastosowania rozwiązań uzupełniających jednotowarowy rynek energii elektrycznej.
Skutecznym rozwiązaniem w tym zakresie jest mechanizm mocowy w postaci konkurencyjnego rynku mocy jako drugiego, obok obrotu energią elektryczną, segmentu rynku. Jest on z powodzeniem stosowany (lub na etapie wprowadzania) na wielu rynkach energii elektrycznej (m.in. we Francji, Wielkiej Brytanii, Irlandii, kilku rynkach w USA).
Pomimo narastających problemów wystarczalności generacji, w CEP wybrano rozwiązanie w postaci jednotowarowego rynku energii elektrycznej, który może zostać uzupełniony o drugi segment rynku w postaci rynku mocy jedynie w drodze wyjątku w sytuacji, gdy nie da się zapewnić wystarczalności poprzez „poprawianie" rynku jednotowarowego[13].
Jednym ze źródeł problemu z wystarczalnością generacji jest różnica kosztów krańcowych generacji energii z OZE i ze źródeł konwencjonalnych. W przypadku OZE, przy relatywnie wysokich kosztach początkowych inwestycji (i kosztach stałych), koszty krańcowe produkcji są bliskie 0 (w momentach nadmiernych dostaw energia może z tego powodu osiągnąć cenę zerową albo ujemną). Wraz ze wzrostem udziału OZE w generacji prowadzi to do spadków średnich cen rynkowych, zwłaszcza tam, gdzie systemy wsparcia subsydiują koszty stałe (umożliwia to wejście na rynek i działanie na nim przy pokrywaniu jedynie kosztów zmiennych). Drugą przyczyną są ceny maksymalne energii ustanowione poprzez regulacje (price caps), które uniemożliwiają wzrost cen odpowiedni do poziomu nierównowagi rynkowej występującej w okresach niedostatecznej generacji (podaży) energii. Sprawia to, że od momentu znacznego wzrostu udziału OZE w miksie energetycznym rynek jednotowarowy nie działa w pełni efektywnie, ponieważ poziomy cen, przy jakich generacja ze źródeł systemowych staje się uzasadniona (jak na **rys. 4** – scarcity premium), są niemożliwe do osiągnięcia wskutek ograniczeń administracyjnych.
Okresowo ceny spadają do bardzo niskich poziomów (przy utrzymującym się trendzie spadkowym cen średnich), co pogarsza sytuację tych producentów, którzy zarabiają w momentach, gdy cena rynkowa jest wysoka (pokrywając koszty zmienne oraz koszty stałe dzięki nadwyżce uzyskanej ponad koszty zmienne). Takie okresy niskich cen, wraz z długookresowym spadkiem cen rynkowych (**rys. 5**), stają się coraz dłuższe.

[11] Zob. art. 12 lit. c i d Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U. L 211 z 14.08.2009, str. 55–93).

[12] Por. motywy (9) i (10) oraz zwłaszcza art. 9 w [14].

[13] Por. rozdział IV w [14] oraz poprawki do art. 18–24 [5].

→

→ Jednocześnie bezpieczne dostawy energii wymagają zapewnienia rezerwy mocy, której – pomimo coraz lepszych wskaźników wykorzystania mocy [2] – nie mogą zagwarantować niesterowalne źródła OZE ze względu na brak wystarczającej elastyczności.

Rozwiązaniem, które jednocześnie pozwala odbiorcom skorzystać z niskich cen możliwych dzięki niskim kosztom zmiennym OZE, a zarazem zapewnia im bezpieczeństwo dostaw dzięki źródłom konwencjonalnym, jest właśnie rynek dwutowarowy – konkurencyjny rynek energii elektrycznej uzupełniony o konkurencyjny rynek mocy. Gwarantuje on wytwórcom, których działalność jest niezbędna dla bezpieczeństwa dostaw, stabilność przychodów w średnim okresie, wpływając na racjonalizację decyzji inwestycyjnych.

Należy podkreślić, że w opinii PSE, zgodnej z poglądami występującymi w literaturze specjalistycznej – we współczesnym świecie gwarancja dostaw (rezerwa mocy) spełnia definicję dobra publicznego [16]. Jednocześnie krzywa popytu konsumentów jest nieelastyczna cenowo, tzn. konsumenci nie chcą lub nie są w stanie płacić cen odpowiadających krótkookresowej równowadze rynkowej. W efekcie maksymalny poziom cen jest z reguły ograniczony poprzez interwencje publiczne. W rezultacie, co wskazano wyżej, w przypadku części źródeł dochodzi do sytuacji, w których nie wolno im oferować ekonomicznie uzasadnionych cen w sytuacjach niedoboru. Takie jednostki stają się nierentowne. W wypadku braku innych rozwiązań sytuację tę muszą uwzględniać wytwórcy energii w decyzjach dotyczących nowych inwestycji lub wyłączania istniejących źródeł. Nawet najnowocześniejsze i najbardziej wydajne jednostki wytwórcze mogą się stać nieopłacalne, choć wciąż będą stanowić niezbędny element systemu elektroenergetycznego. W związku z tym konieczne staje się wprowadzenie rozwiązań gwarantujących rezerwę mocy oraz odpowiednie ekonomiczne przesłanki dla właścicieli i inwestorów.

Należy podkreślić, że konieczność odzwierciedlenia kosztu nie tylko wykorzystania zasobu, ale również utrzymania go w gotowości do wykorzystania, czyli model dwutowarowy, stosujący osobno opłatę za np. gotowość/czas/przepustowość oraz za wykorzystanie, występuje w wielu innych dziedzinach. Na przykład abonament za używanie usług telekomunikacyjnych obejmuje szybkość transferu oraz ilość transferowanych danych w jednostce czasu (z reguły w miesiącu); opłata za dostęp do wody i kanalizacji często uwzględnia zarezerwowaną wielkość przepływu itp. Abonamenty takie z reguły uwzględniają fakt dostępności usług – nie są oferowane tam, gdzie przekracza to możliwości technologiczne systemu, a w obszarze usług rynkowych wysoki popyt stanowi bodziec do rozbudowy systemu. Uwzględnienie „szerokości łącza energetycznego", czyli zdolności systemu do pokrycia określonego zapotrzebowania w każdym momencie, powinno dać podobny impuls – nie tylko ułatwić finansowanie inwestycji, ale też stanowić zachętę do ich rynkowej optymalizacji. W opinii PSE nie ma powodu, by skutecznych rozwiązań ekonomicznych z innych sektorów nie stosować w rynku elektroenergetycznym. Mechanizmy mocowe mają również potencjał, by wspomóc rozwój magazynów energii i technologii odpowiedzi strony popytowej (demand side response, DSR) – rozwiązań zaawansowanych technologicznie, przyczyniających się do modernizacji gospodarki i odpowiadających przyszłym potrzebom systemów elektroenergetycznych.

Niestety, proponowane w CEP przepisy stanowią, że pod pojęciem „rynek" należy rozumieć jedynie rynek energii elektrycznej, a rynki mocy i inne mechanizmy mocowe są „administracyjnymi środkami", co najwyżej opartymi na mechanizmach rynkowych[14]. Praktyka decyzyjna Komisji Europejskiej w zakresie kontroli pomocy publicznej doprowadziła w zasadzie do zakwalifikowania wszelkich mechanizmów wynagradzających gotowość do wytwarzania energii, innych niż wąsko rozumiane usługi systemowe, jako pomocy państwa w rozumieniu art. 107 TFUE [15].

Według propozycji zawartych w CEP wystarczalność generacji powinno się w pierwszej kolejności osiągnąć m.in. przez umożliwienie kształtowania się cen energii odpowiadających rzadkości zasobu (scarcity pricing) oraz rozbudowę połączeń transgranicznych (w celu pokrycia niedoborów importem energii). Wprowadzenie mechanizmu mocowego uznaje się za ostateczną interwencję publiczną (last resort) i poddaje ścisłemu, wielowymiarowemu nadzorowi ze strony instytucji UE (niekiedy kompetencje i procesy nakładają się na siebie[15]).

W opinii PSE oraz w świetle orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej i prawa UE nieuprawnione jest traktowanie mechanizmów mocowych jako pomocy publicznej z definicji. Co gorsza, projektowane przepisy stawiają trudne do spełnienia warunki wdrażania i stosowania tych mechanizmów (np. restrykcyjne zasady dotyczące uzależnienia działania mechanizmu od wyniku europejskiej oceny wystarczalności) – można wręcz odnieść wrażenie, że celem przepisów jest skłonienie państw członkowskich do pozostania przy rynku jednotowarowym, a nie faktyczne pozostawienie wyboru w tym zakresie[16].

Najbardziej kontrowersyjnym spośród proponowanych warunków stosowania mechanizmów mocowych jest, jak wskazuje m.in. przebieg negocjacji podejścia ogólnego Rady [22], wymóg, aby mechanizmy obejmowały – z uwzględnieniem ewentualnych okresów przejściowych – wyłącznie jednostki wytwórcze emitujące nie więcej niż 550 g CO_2/kWh. Jako cel ograniczenia wskazuje się zapobieżenie budowie za środki publiczne nowych jednostek wytwórczych na węgiel kamienny i inne paliwa o podobnej lub wyższej emisyjności [9]. Rozwiązanie to może jednak skutkować wystąpieniem zawodności polityki publicznej (government failure) – takie ryzyko zostało zidentyfikowane w analizach wykonanych na potrzeby RWE [10] i Eurelectric [6]. Wśród najważniejszych wniosków warto wskazać, że limit emisyjności:

- pokrywa się funkcjonalnie z systemem

[14] Por. art. 2 lit. u, art. 18 w [14], art. 18a w [5], poprawki dotyczące ww. przepisów w [3].

[15] Ponieważ mechanizmy mocowe traktuje się jako pomoc publiczną, a jednocześnie ich elementy zostaną uregulowane w bezpośrednio wiążących przepisach europejskich, KE będzie kontrolować ich stosowanie zarówno w trybie pomocowym, jak i w zakresie przestrzegania prawa UE przez państwa.

[16] Na przykład w [5] poseł sprawozdawca zaproponował dodatkową, obok zgody na udzielenie pomocy publicznej, procedurę zatwierdzania przez KE planu działań państwa członkowskiego związanych z „poprawieniem" modelu rynku jednotowarowego, inwestycjami w połączenia międzysystemowe itd.

ETS[17], lecz doprowadzi do znacznie większych kosztów w związku z przedwczesnym wycofaniem względnie nowych jednostek;
- wyklucza większość zainstalowanych w UE mocy szczytowych i spowoduje konieczność zastąpienia jednostkami gazowymi – co w efekcie doprowadzi do nawet 40% wzrostu zużycia gazu ziemnego w Europie oraz spowoduje znaczne przekierowanie środków inwestycyjnych z jednostek OZE na jednostki gazowe.

Efektywne mechanizmy mocowe wymagają zapewnienia neutralności technologicznej – do decyzji inwestorów powinien pozostać wybór pierwotnych źródeł energii, który uwzględnia zarówno ograniczenia ekonomiczne (w tym ETS i zasady ochrony środowiska), technologiczne oraz surowcowe, jak i potrzeby systemów elektroenergetycznych.

PSE dostrzegają oczywiście wyzwania związane z wprowadzaniem mechanizmów mocowych, w tym konieczność ich starannego zaprojektowania oraz ciągłego doskonalenia. Obecnie jednak jest to najlepsze możliwe do zastosowania rozwiązanie, a w związku z tym uchwalone w ramach CEP regulacje prawne powinny pozwalać poszczególnym krajom na swobodne ich stosowanie – z poszanowaniem reguł rynku wewnętrznego – jako konkurencyjnego sposobu zapewnienia wystarczalności generacji w długim horyzoncie. Ponadto regulacje te nie powinny naruszać neutralności technologicznej, zwłaszcza w sposób zmniejszający skuteczność mechanizmów mocowych – w przeciwnym razie, niezależnie od podejmowanych inicjatyw w zakresie integracji rynku, utrudni to dążenie przez Państwa Członkowskie do realizacji traktatowego zobowiązania do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii.

Podsumowanie

W ocenie PSE powyższe okoliczności świadczą o tym, że model europejskiego rynku energii zaproponowany w CEP nie jest „odporny na przyszłość" – prawdopodobnie będzie wymagać istotnych zmian w ciągu kilku lat od jego wdrożenia. Na niekorzyść projektu przemawia także bezprecedensowo szczegółowy i restrykcyjny charakter proponowanych przepisów dotyczących niekiedy najdrobniejszych aspektów funkcjonowania rynku, co dodatkowo wymaga przyjmowania licznych założeń i utrudnia elastyczne dostosowanie się do faktycznego rozwoju sytuacji w najbliższych latach. PSE będą jednak dążyć do aktywnego udziału w kształtowaniu rynku w sposób, który zapewni najbardziej efektywne świadczenie usług europejskim odbiorcom energii elektrycznej.

[17] https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en

Clean Energy Package: is the model proposed for single European electricity market really future-proof?

The article is based on the position paper of Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA on the key proposals set forth by the European Commission in the 'Clean Energy for All Europeans' package, published on 27 November 2017. The article updates PSE's position in the light of legislative work in the European Parliament and the Council. In PSE's opinion, despite the fact that one of the aims of the package is to prepare the European market for future challenges, the solutions contained in the package will not achieve this goal. First, the zonal model applied in the integrated market does not ensure effective price signals, nor reflect true costs of supplying electricity to end users. Second, separate procurement of energy and reserves boosts the cost of covering the demand. Third, a two-commodity market – consisting of energy and capacity markets – is a more efficient tool of ensuring long-term security of supply than energy-only market proposed in the package. ■

Piśmiennictwo

[1] Belgian Federal Commission for Electricity and Gas Regulation, ***Functioning and design of the Central West European day-ahead flow based market coupling for electricity: Impact of TSOs Discretionary Actions***, 21 December 2017, http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1687EN.pdf, dostęp styczeń 2018 r.

[2] ***Capacity Factors at Danish Offshore Wind Farms***, http://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms, dostęp styczeń 2018 r.

[3] Committee on Industry, Research and Energy, ***Amendments 130 – 473. Draft report – Internal market for electricity (recast)***, 25 September 2017, http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do? pubRef=-//EP//NONSGML+COMPARL+PE-609.623+01+DOC+PDF+V0//EN&language=EN, dostęp grudzień 2017 r.

[4] Committee on Industry, Research and Energy, ***Amendments 474 – 761. Draft report – Internal market for electricity (recast)***, 25 September 2017, http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do? pubRef=-//EP//NONSGML+COMPARL+PE-609.624+01+DOC+PDF+V0//EN&language=EN

[5] Committee on Industry, Research and Energy, ***Draft report on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast)***, 16 June 2017, ITRE_PR (2017)597757, http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do? pubRef=-%2f%2fEP%2f%2fNONSGML%2bCOMPARL%2bPE-597.757%2b01%2bDOC%2bPDF%2bV0%2f%2fEN, dostęp styczeń 2018 r.

[6] Compass Lexecon, ***Impact assessment of a 550 Emission Performance Standard in capacity mechanisms. A study commissioned by EURELECTRIC***, 26 September 2017, http://www.eurelectric.org/media/340094/impact_assessment_of_an_eps_550_on_cm_by_compass-lexecon-2017 030 0623 01-e.pdf, dostęp styczeń 2018 r.

[7] Deloitte, Energoprojekt-Katowice, ***Perspektywy rynku mocy w Polsce***, marzec 2017 r., https://www2.deloitte.com/pl/pl/pages/energy-and-resources/articles/raport-perspektywa-rynku-mocy-w-polsce.html, dostęp grudzień 2017 r.

→

[8] Dijk J., Willems B., ***The effect of counter-trading on competition in electricity markets***, Energy Policy, vol. 39, nr 3, 2011, s. 1764–1773.

[9] ***EU still divided over curbing power subsidies with CO_2 cap***, https://www.euractiv.com/section/electricity/news/eu-still-divided-over-curbing-power-subsidies-with-co-2-cap/, dostęp styczeń 2018 r.

[10] Frontier Economics, ***550g-rule as an access requirement to capacity markets. How useful is such an approach? Expert report commissioned by RWE AG,*** July 2017, http://www.frontier-economics.com/documents/2017/08/co2-grenzwert_frontier-report.pdf, dostęp styczeń 2018 r.

[11] Hancher L., de Hauteclocque A., Sadowska M. (ed.), ***Capacity Mechanisms In The European Energy Markets: Law, Policy, and Economics***, Oxford University Press, Oxford 2015.

[12] ***Joint study by ČEPS, MAVIR, PSE and SEPS regarding the issue of Unplanned flows in the CEE region in relation to the common market area Germany–Austria***, January 2013, https://www.pse.pl/documents/20182/51490/Unplanned_flows_in_the_CEE_region.pdf/44c6534e-a30d-4f06-9f7e-cb941b0ccf40, dostęp styczeń 2018 r.

[13] Komisja Europejska, ***Commission staff working document – Impact Assessment Accompanying COM (2016) 861 final***, SWD (2016) 410 final, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/? uri=SWD: 2016:0410:FIN, dostęp styczeń 2018 r.

[14] Komisja Europejska, ***Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast) COM/2016/0861 final – 2016/0379 (COD)***, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/? uri=COM: 2016:0861:FIN, dostęp styczeń 2018 r.

[15] Komisja Europejska, ***Report from the Commission – Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms***, SWD (2016) 385 final, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf, dostęp grudzień 2016 r.

[16] Komisja Europejska, ***State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market,*** C (2014) 5083 final, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/253240/253240_1579271_165_2.pdf, dostęp luty 2016 r.

[17] Komisja Europejska, ***State aid No. SA.42955 (2016/N-2) – Germany Network Reserve***, C (2016) 8742 final, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/265043/265043_1872191_90_2.pdf, dostęp styczeń 2018 r.

[18] Mohrhauer T., ***Comparison of Nodal, Zonal and Hybrid Market Structures with Respect to Operating Cost and Redispatch Volumes. MSc Thesis***, EEH – Power Systems Laboratory, Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich 2016.

[19] Oggioni G., Smeers Y., ***Market Coupling and the Organization of Counter-Trading: Separating Energy and Transmission Again?*** No 2010053, CORE Discussion Papers, Université catholique de Louvain, Center for Operations Research and Econometrics (CORE).

[20] ***Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity (recast),*** ST 10681 2017 INIT – 2016/0379 (COD), http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/? uri=CONSIL: ST_10681_2017_INIT&from=EN.

[21] ***Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity (recast) – outcome of proceedings***, ST 15879 2017 INIT – 2016/0379 (COD), http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/? uri=consil: ST_15879_2017_INIT, dostęp grudzień 2017 r.

[22] ***Rada ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii 18 grudnia 2017 r.***, https://video.consilium.europa.eu/pl/webcasts? datefrom=2017-12-18&dateto=2017-12-18, dostęp styczeń 2018 r.

mgr Juliusz Kowalczyk,
Departament Przesyłu,
PSE SA

Nie wystarczy mieć rację – polityka publiczna i działalność operatorów systemów przesyłowych

Streszczenie

Autor prezentuje czytelnikom spojrzenie na działalność operatorów systemów przesyłowych przez pryzmat mechanizmów rządzących polityką publiczną, w szczególności prowadzoną na poziomie Unii Europejskiej. Pierwsza część artykułu zawiera wprowadzenie do teorii polityki publicznej, opis procesu prowadzenia polityki oraz wskazanie przykładowych narzędzi stosowanych w procesie. Część druga zarysowuje aspekty polityczne funkcjonowania energetyki, łącząc teorię polityki publicznej z praktyką sektora energetycznego. W części trzeciej autor przytacza przykłady negatywnych dla operatorów systemów przesyłowych zjawisk, które da się wyjaśnić na podstawie mechanizmów polityki publicznej. Część czwarta zawiera wnioski i rekomendowane dla operatorów systemów przesyłowych podejście, które umożliwi przeciwdziałanie negatywnym zmianom w otoczeniu – zwłaszcza wiążącym się z ryzykiem regulacyjnym – wynikającym z procesu politycznego.

Wprowadzenie

W idealnej rzeczywistości zadania stawiane operatorom elektroenergetycznych systemów przesyłowych w UE, jak również wybór narzędzi, jakie otrzymują od unijnego prawodawcy do realizacji tych zadań, opierałyby się na wyniku obiektywnych, bezstronnych analiz rzeczywistości i podejmowaniu w oparciu o te wyniki optymalnych decyzji. Dlaczego zatem często można odnieść wrażenie, że podejmuje się decyzje pomimo, nawet na przekór, wynikom, naszych obserwacji rzeczywistości? Celem niniejszego artykułu jest odpowiedzenie na to pytanie poprzez ogólne zarysowanie mechanizmów rządzących polityką publiczną, ukazanie ich wpływu na europejską energetykę oraz wyjaśnienie dwóch przykładowych zjawisk negatywnych dla działalności OSP poprzez ukazanie ich na szerszym, politycznym tle.

Część pierwsza: Podstawowe cechy polityki publicznej

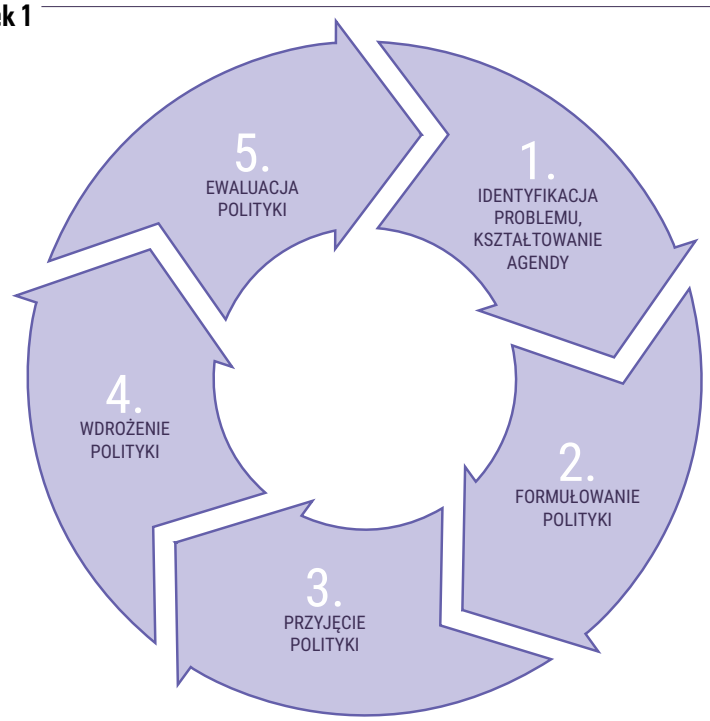
1. Pojęcie polityki publicznej

W języku polskim polityka może oznaczać działalność jakiejś grupy społecznej lub partii, mającą na celu zdobycie i utrzymanie władzy państwowej, lecz również zręczne i układne działanie w celu osiągnięcia określonych zamierzeń [32]. Różnica między tymi znaczeniami jest istotna: w języku angielskim pierwsze przetłumaczymy jako *politics*, drugie zaś – *policy*. Kiedy *policy* prowadzą podmioty władzy publicznej, mówimy o *public policy*, czyli o polityce publicznej. Pojęcie to nie ma jednolitej definicji, jednak na potrzeby niniejszego opracowania zdefiniujmy politykę publiczną jako celowy proces działania albo zaniechania podmiotu władzy publicznej albo zbioru takich podmiotów związanych z rozwiązywaniem problemu albo obszarem zainteresowań [18]. Podział na *politics* i *policy* nie jest doskonale dychotomiczny; zagadnienia związane ściśle z tą pierwszą dziedziną (procesem zdobywania i utrzymywania władzy) są istotne o tyle, o ile wpływają na określenie kierunków konkretnych działań i decyzję o ich podjęciu [19]. W tym miejscu należy również zastrzec, że nauka polityki publicznej to wielowymiarowa, złożona dziedzina intelektualna, zatem artykuł posługuje się pojęciami z jej obszaru celowo w sposób uproszczony, dostosowany do przedstawienia wybranych zagadnień dotyczących elektroenergetyki.

2. Prowadzenie polityki publicznej

Jak zatem prowadzi się działania i zaniechania związane z rozwiązywaniem problemów publicznych? Proces ten opisuje się poprzez podział polityki publicznej na etapy [18]; jeden z prostych, intuicyjnych podziałów na dużym poziomie ogólności prezentuje **rys. 1**. Nietrudno zauważyć, że pętlę podobną do przedstawionej spotyka się również w teorii zarządzania.
Na każdym z wyróżnionych etapów podmiot prowadzący politykę decyduje o konkretnym działaniu lub zaniechaniu. Decyzje zależą od wielu czynników →

→ **Rysunek 1**



Etapy polityki publicznej – James E. Anderson.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [18].

– jak wskazano na wstępie, w idealnym wariancie identyfikacja problemów opierałaby się na kompleksowej obserwacji rzeczywistości, zaś ewaluacja wyników na dokładnym zwymiarowaniu zmian, ocenie stopnia osiągnięcia celu oraz przeanalizowaniu, w jakim stopniu zmiany są wynikiem prowadzonej polityki.

3. Polityka publiczna oparta na dowodach (Evidence-Based Policy – EBP)

Wyrazem dążenia do osiągnięcia powyższego ideału jest nurt polityki publicznej opartej na dowodach: przekonania, że podejmowanie decyzji powinno się opierać na możliwie najlepszej wiedzy o skali, przyczynach i skutkach zjawisk objętych daną polityką, pozyskanej z wykorzystaniem najlepszych dostępnych narzędzi w racjonalnym, rygorystycznym i systematycznym procesie [24]. Jako czołowego promotora EBP wskazuje się Tony'ego Blaira, premiera Wielkiej Brytanii w latach 1997–2007. Rząd labourzystów zobowiązał się „nie kierować dogmatem, lecz podchodzić z otwartym umysłem do zrozumienia, co działa i dlaczego" [27]. W USA działa stowarzyszenie naukowców pod nazwą Evidence-Based Policymaking Collaborative[1]. OECD, jedna z najbardziej prestiżowych światowych instytucji opracowujących analizy i rekomendacje dotyczące polityki publicznej, również deklaruje oparcie swojej działalności na dowodach i najwyższej jakości danych [20]. Praktycznym przykładem realizacji koncepcji EBP są w założeniu oceny skutków regulacji (regulatory impact assessment), stosowane powszechnie w krajach OECD. W kontekście polskim warto również odwiedzić blog pt. Polityka oparta na wiedzy[2], który prezentuje różne istotne zagadnienia społeczne w świetle dostępnej wiedzy naukowej (oraz m.in. wskazuje niedoskonałości w procesie oceny skutków regulacji).
Intuicja inżyniera podpowiada, że racjonalne decyzje oparte na faktach, dowodach i wynikach eksperymentów to dobre decyzje – niewątpliwie to one umożliwiają rozwój nauki i technologii. Czy ten sam inżynier chciałby jednak, żeby ktoś decydował za niego w taki sposób w sprawach, które wydają się wymykać obiektywnym obserwacjom albo wiążą się ściśle z przekonaniami religijnymi czy kulturowymi? Czy ścisłe rozgraniczenie tych obszarów jest jednak zawsze możliwe? Co sprawia, że polityki publicznej nie da się prowadzić w sposób doskonale techniczny, racjonalny, oparty wyłącznie na dowodach?

[1] http://www.evidencecollaborative.org/
[2] https://wiedzadlapolityki.wordpress.com/; zob. też www.ideologia.pl

4. Ograniczenia polityki publicznej

Od początku istnienia nauki polityki publicznej zdawano sobie sprawę z barier napotykanych na drodze do podejmowania dobrych decyzji. Poniżej omówiono wybrane bariery wynikające z ograniczenia ludzkich możliwości poznawczych oraz z natury procesu politycznego.

a. Racjonalność ograniczona (bounded rationality)

U podstaw teorii podejmowania decyzji politycznych leży przekonanie, że ludzie nie są doskonale racjonalni, ale podlegają ograniczeniom poznawczym i wynikającym z otoczenia. Doskonałej racjonalności nie da się osiągnąć z trzech powodów [18]:

- Racjonalność wymaga kompletnej wiedzy i przewidzenia konsekwencji każdego wyboru, a wiedza o konsekwencjach zawsze jest tymczasowa i zmienna w czasie.
- Ponieważ konsekwencje mają miejsce w przyszłości, wartość im przypisywana nie może wynikać z doświadczenia, lecz musi zostać uzupełniona wyobrażeniem. Wyobrażenie o przyszłych wartościach jest zawsze niedokładne.
- Racjonalność wymaga wyboru między wszystkimi możliwymi rozwiązaniami, podczas gdy w prawdziwych warunkach podejmowania decyzji na myśl przychodzi tylko kilka wyborów.

Nie da się więc działać bez heurystyk, uproszczeń i ustandaryzowanych narzędzi.

b. Wpływ ideologii

Skoro decydent musi ograniczyć zakres czynników i danych branych pod uwagę, to według jakiego klucza je wybiera? Co przesądza o tym, jakie wnioski wyciąga z pozyskanych danych? Decyduje o tym ideologia, czyli system poglądów, idei, czy

wyobrażeń opisujących świat [32]. Pełni ona rolę filtra, przez który przepuszczamy fakty i na tej podstawie wydajemy osądy; działa na wszystkich etapach procesu polityki publicznej: wpływa na identyfikację i sposób pojmowania problemów, formułowanie agendy, czyli wybór problemów, które mają albo nie mają stać się przedmiotem działań władzy publicznej, oraz oczywiście na formułowanie rozwiązań – np. preferowanie wprowadzania rozwiązań rynkowych (albo przeciwnie – państwowych monopoli) w usługach publicznych. Polityka publiczna to więc nie tylko dobieranie środków do osiągnięcia konkretnego celu, ale przede wszystkim wyraz realizowania wartości cennych dla danego społeczeństwa [18].

c. Proces polityczny. Legitymacja demokratyczna i grupy interesu

Proces zdobywania i utrzymywania władzy jest przedmiotem obszernych dyscyplin nauki; na potrzeby niniejszych rozważań wystarczy przytoczyć rozumienie polityki jako: „Kto dostaje, co dostaje, kiedy i jak" [6]. W ustroju demokratycznym polityka publiczna teoretycznie powinna odpowiadać wartościom wyznawanym przez większość społeczeństwa – to istotne ograniczenie pola działania evidence-based policy, która nie prowadzi do satysfakcjonujących wyników, jeżeli nie ma społecznej legitymacji [23]. O preferencjach wartości decyduje zaś wynik działań tzw. aktorów w procesie politycznym, którzy różnymi metodami przekonują decydentów do swoich racji. Siła przebicia aktorów popierających określone działania zależy od zasobów, jakimi dysponują, oraz od stopnia zorganizowania (małe i zasobne grupy reprezentujące skonkretyzowany interes są na ogół bardziej skuteczne niż duże, rozproszone grupy jednostek z niewielkimi zasobami realizujące szerszą agendę [21]).

5. Sposoby postępowania z ograniczeniami – przykładowe narzędzia polityki publicznej

a. Analiza kosztów i korzyści (cost-benefit analysis – CBA)

Już Jeremy Bentham w duchu filozofii utylitarnej rekomendował brytyjskiemu parlamentowi uchwalanie praw prowadzących do zwiększenia użytku (szczęścia) społeczeństwa [8]. W USA analizę kosztów i korzyści jako narzędzie wspierające podejmowanie decyzji stosuje się od czasów F.D. Roosevelta, jednak jej złota era przypada na lata 80. XX w. – rozpatrywanie polityki publicznej w kategoriach ekonomicznych leżało u podstaw polityki Ronalda Reagana i Margaret Thatcher [8]. Polityki Unii Europejskiej również zakładają stosowanie CBA na szeroką skalę [12].

Skoro polityka publiczna wymaga wybierania między różnymi rozwiązaniami, CBA wydaje się intuicyjnym kryterium rozstrzygnięcia – wystarczy przeanalizować, które rozwiązanie pozwoli osiągnąć założony cel w sposób prowadzący do najbardziej efektywnej alokacji zasobów (uzyskania najlepszego salda korzyści społecznej). CBA opiera się oczywiście na wartościowaniu w odniesieniu do uniwersalnej waluty – pieniędzy. Wymaga to przypisywania wartości pieniężnej takim dobrom, jak ludzkie życie, wolność, zdrowie, czyste powietrze czy woda pitna. Praktycy CBA stosują w tym zakresie różne metody aproksymacji, jednak są one od początku poddawane surowej krytyce jako niedokładne lub pozbawione sensu [18], zaś przekonanie o prymacie CBA wśród metod ewaluacji polityk publicznych nazywa się pejoratywnie ekonomizmem [8]. Jeden z najpoważniejszych zarzutów wobec ekonomizmu dotyczy pozornie „apolitycznego", obiektywnego i oderwanego od ideologii charakteru CBA. Skoro jednak przedmiotem CBA jest alokacja zasobów, wdrożenie jej wyników w życie musi powodować redystrybucję bogactwa – a to fundamentalny przedmiot procesu politycznego [18]. Ponadto sam pogląd o efektywności alokacji zasobów jako najwyższej wartości jest wyrazem wyboru ideologicznego (np. przedkładania efektywności nad równość). Ponadto CBA, jako praktyczna próba realizacji założenia EBP, jest podatna na manipulację danymi oraz podlega ograniczeniom poznawczym i analitycznym [23].

b. Wskaźniki i ich wartości docelowe

Wskaźniki to narzędzie statystyczne stosowane powszechnie w makroekonomii w celu zobrazowania sytuacji ekonomicznej. Typowymi wskaźnikami są wskaźniki ogólne, jak PKB per capita oraz odsetek bezrobocia, jednak mogą one również opisywać wąski wycinek rzeczywistości (np. liczbę lekarzy na mieszkańca). Mogą być tworzone na potrzeby poszczególnych polityk, ponieważ sformułowanie celu nie wyznacza jeszcze wystarczająco konkretnych działań. Skomplikowane systemy obejmują wiele zmiennych. Założenie wyniku końcowego danej polityki – celu, punktu dojścia – w postaci określonej wartości opracowanego wskaźnika pozwala określić „od końca", jakie działania i na jaką skalę powinny zostać podjęte, aby osiągnąć cel najniższym kosztem [2]. Skoro przyjęcie wartości wskaźnika jest punktem wyjścia do działań, wartość może być zaproponowana arbitralnie, a ostatecznie przyjęta w wyniku procesu politycznego (np. dobrania celu, który jednocześnie zadowoli zwolenników zmian i nie spowoduje protestu stron ponoszących większość ich kosztów).

c. Delegowanie decyzji na ekspertów

Harold D. Lasswell, uważany za fundatora dyscypliny polityki publicznej, postrzegał rolę doradcy rządowego jako podobną do roli lekarza czy prawnika – specjalistycznie wykształconego eksperta stosującego wiedzę naukową w celu diagnozowania problemów i wdrażania rozwiązań [18]. Zestawienie tej perspektywy z przekonaniem, że polityka publiczna powinna odpowiadać wyznawanym przez społeczeństwo wartościom, zarysowuje jeden z obszarów problemowych polityki publicznej – napięcie pomiędzy demokracją i technokracją (rządami ekspertów). Objawia się ono szczególnie w debacie publicznej dotyczącej zagadnień wymagających fachowej wiedzy, a zarazem rodzących obawy i teorie spiskowe – jako klasyczne przykłady można wskazać zagadnienie upraw GMO oraz obowiązkowych szczepień. Z jednej strony, złe decyzje w tym obszarze mogą mieć drastycznie złe skutki [23], z drugiej – ignorowanie obaw społeczeństwa prowadzi do braku legitymacji, w skrajnym przypadku – do niepokojów społecznych. Problem widoczny jest szczególnie w Unii Europejskiej, gdzie obywatele mają niewielki wpływ na władzę wykonawczą, zaś rola ekspertów wybieranych bez procesu demokratycznego jest niekiedy kluczowa [7]. Przykładem sytuacji, w której brak zaangażowania społeczeństwa w proces →

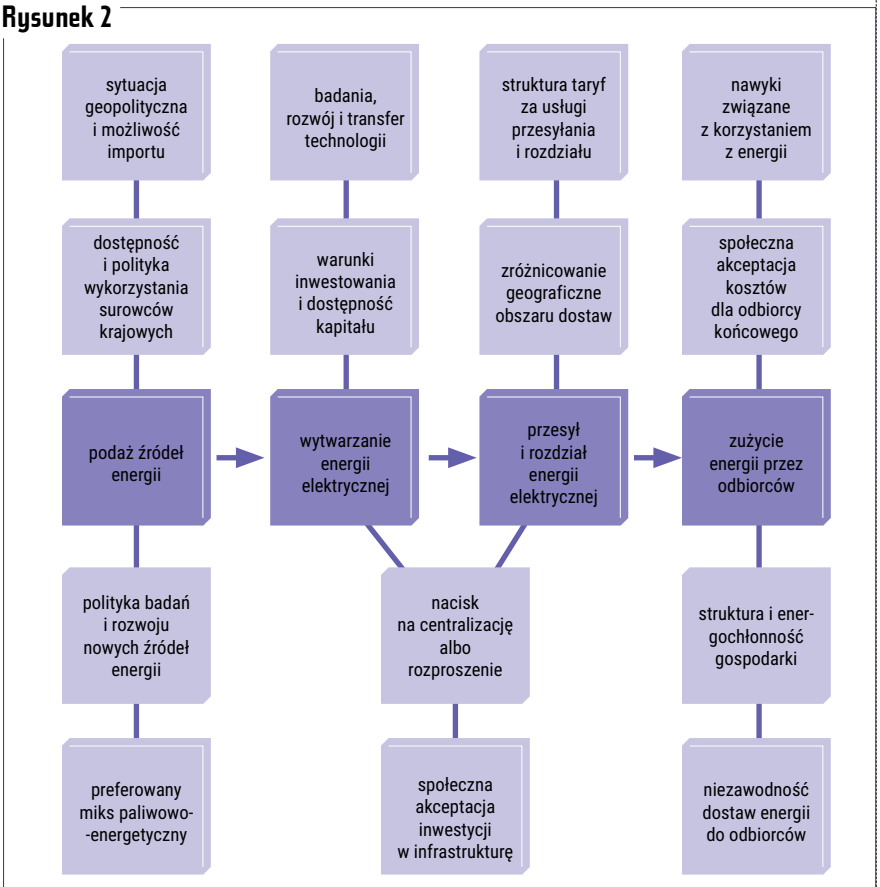
→ polityczny doprowadził do masowych protestów i osłabienia zaufania do Komisji Europejskiej, są negocjacje w sprawie TTIP [26]. Problematyczna może być również sytuacja, w której eksperci wyciągają wnioski nieodpowiadające preferencjom politycznym ich mocodawców, w związku z czym ci ostatni decydują tylko częściowo na podstawie dowodów naukowych [23].
Omówione powyżej narzędzia pozwalają w założeniu uporządkować i ustrukturyzować proces decyzyjny oraz umożliwić równowagę pomiędzy oparciem polityki publicznej na faktach i zapewnieniem jej politycznej legitymacji. Poniżej rozważamy, w jaki sposób stosowanie tych narzędzi wpływa na sektor energetyczny.

Część druga: Polityka energetyczna

6. Różne wymiary polityki energetycznej

W świetle pojęć wymienionych w części pierwszej polityką energetyczną nazwiemy działania władzy publicznej związane z zaopatrzeniem społeczeństwa i państwa w energię. Obejmuje to liczne obszary życia społecznego i gospodarczego, powiązane w skomplikowany system. **Rys. 2.** przedstawia niektóre z tych powiązań – powyżej i poniżej schematycznego łańcucha dostaw wskazano przykładowe aspekty politycznie istotne. Pod pojęciem „system energetyczny" rozumiemy więc tutaj rezultat polityki energetycznej: zasoby i procesy prowadzące do zaopatrzenia w energię (sieć elektroenergetyczna wraz z urządzeniami odbiorczymi i wytwórczymi jest więc tylko jednym z elementów tak rozumianego systemu). Polityka energetyczna może być również rozumiana jako rządowy program będący podstawą działań w powyższym zakresie. W prawie polskim jest to dokument strategiczny przyjmowany przez Radę Ministrów, zdefiniowany co do celu oraz zawartości (odpowiednio w art. 13 i 14 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne). Spośród różnych obszarów polityki publicznej polityka energetyczna wyróżnia się silnym wymiarem międzynarodowym ze względu na uzależnienie gospodarki od paliw kopalnych, a zarazem nie mieści się ściśle w pojęciu geopolityki [10]. W przypadku Polski w powszechnym rozumieniu aspekt międzynarodowy wyraża się głównie w bezpieczeństwie surowcowym, w tym w obawach o dostępność paliwa gazowego [17]. W istocie jednak znacznie ważniejszy od kierunków importu gazu ziemnego jest fakt członkostwa Polski w UE.
Zgodnie z art. 4 Traktatu o funkcjonowaniu UE energia jest kompetencją dzieloną pomiędzy UE i państwa członkowskie, jednak odkąd rynek energii znalazł się w obszarze zainteresowania Komisji Europejskiej jako obszar integracji, proces harmonizacji prawa przesuwa coraz więcej decyzji na poziom unijny. Obecnie jedną z kluczowych agend UE jest tzw. unia energetyczna[3]. W tym kontekście należy podkreślić, że formułowanie agendy (agenda setting) jest kluczowym etapem procesu polityki publicznej, gdyż tylko problemy brane pod uwagę przez władzę publiczną mogą doczekać się rozwiązań – zaś Komisja Europejska ma w zasadzie wyłączność na formułowanie agendy politycznej [19].

Rysunek 2



System energetyczny i polityka – przykładowe powiązania.
Źródło: opracowanie własne.

7. Trylemat energetyczny

Heurystycznym przedstawieniem skomplikowanej relacji różnych aspektów systemu zaopatrzenia w energię jest tzw. trylemat energetyczny, definiowany przez World Energy Council jako wybór pomiędzy trzema cechami:

- bezpieczeństwo energetyczne: efektywne zarządzanie pierwotnymi dostawami energii z krajowych i zewnętrznych źródeł, niezawodność infrastruktury oraz zdolność dostawców energii do pokrycia obecnego i przyszłego zapotrzebowania;
- sprawiedliwość energetyczna: dostęp do dostaw energii oraz ich przystępność cenowa w społeczeństwie;
- zrównoważenie środowiskowe: efek-

[3] https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_en

tywność energetyczna strony popytowej i podażowej oraz rozwój dostaw energii ze źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych.

Zazwyczaj trylemat energetyczny przedstawia się jako trójkąt, co w sposób obrazowy oddaje jego istotę: stosunkowo łatwo nadać systemowi energetycznemu dwie z trzech cech umieszczonych na wierzchołkach trójkąta, jednak dopiero nadanie wszystkich trzech umożliwi transformację systemu zgodnie z potrzebami współczesności – World Energy Council prowadzi ranking krajów pod względem sposobu rozwiązywania trylematu energetycznego[4]. Oczywiście, niemal wszystkie pojęcia użyte w powyższych definicjach są przedmiotem debaty publicznej – w szczególności przystępność cenowa. Działalność różnych aktorów politycznych w sektorze energetycznym można opisywać poprzez ich pozycjonowanie w trójkącie, a ich poglądy streścić poprzez ich rozumienie pojęć i kładzenie nacisku na jeden z obszarów. Na przykład organizacje pozarządowe działające na rzecz ochrony środowiska będą zawsze zwracać uwagę na koszty środowiskowe i zdrowotne wykorzystania paliw kopalnych [9], zaś sektor energetyki konwencjonalnej będzie podkreślać przystępność cenową energii, np. z węgla brunatnego, dostarczanej do domów przez energetykę systemową [35]. Rolą polityki energetycznej jest nawigowanie pomiędzy sprzecznymi interesami i nadawanie kierunku, przy czym samo przyjęcie polityki nie przekłada się jeszcze na konkretne efekty – ważne jest jej poprawne wdrożenie [38]. Warto zwrócić uwagę, że w treści polityki energetycznej z art. 14 ustawy Prawo energetyczne nie ma odniesienia do sprawiedliwości energetycznej.

8. Paradygmaty: czym jest energia elektryczna w życiu publicznym?

Możliwe kierunki polityki energetycznej danego podmiotu politycznego w zakresie energii elektrycznej są uwarunkowane przez jeszcze jedną decyzję, istotniejszą nawet niż podejście do trylematu energetycznego: decyzję o tym, czym ma być energia dla społeczeństwa – towarem czy dobrem, którego zapewnienie jest obowiązkiem państwa? W wersji skrajnej rozwiązania pierwszego energię traktowałoby się jak dobro prywatne (konkurencyjne w konsumpcji i możliwe do wyłączenia z konsumpcji[5]), które nie tylko może być w pełni poddane rygorom rynku, ale wręcz powinno być przedmiotem działalności stricte zarobkowej, a o jego alokacji powinien decydować rynek. W skrajnej wersji modelu drugiego energia byłaby dobrem publicznym, zapewnianym konsumentom w sposób niekonkurencyjny i niepodlegający wyłączeniu. Elektroenergetyka zaczynała funkcjonowanie bliżej pierwszego modelu. W miarę upowszechnienia dostępu do energii elektrycznej zdecydowano się przejść na model towarowy ze względu na przekonanie o jego większej efektywności i potencjale rozwojowym [34]. Trzeba mieć świadomość politycznego charakteru tej decyzji, niezależnie od jej uzasadnienia ekonomicznego. Podejście do regulowania rynku również wybiera się w wyniku procesu politycznego. Decyzja, czy energia ma być dobrem, czy towarem, nadaje ramy, w których prowadzi się następnie politykę energetyczną – przesądza m.in. o formułowanej agendzie oraz o sposobie i zakresie wykorzystania narzędzi analitycznych (CBA), sposobie definiowania przyjmowanych wskaźników celowych, kryteriach decyzji o ich przyjęciu itd. [10]. Należy mieć świadomość, że w projekcie unii energetycznej decyzja ta już zapadła – energia jest towarem, a rynek ma zapewnić jej dostarczanie w sposób najbardziej efektywny.

9. Evidence-Based Policy w elektroenergetyce

Spośród praw dotyczących systemu elektroenergetycznego najważniejsze są oczywiście prawa fizyki, a rozwój technologii jest możliwy dzięki działaniom badawczo-rozwojowym. Jakiekolwiek podejście odmienne od EBP musi prowadzić do niepożądanych wyników – absurdem byłoby na przykład finansowanie przez państwo badań nad „darmową energią" z perpetuum mobile. Niestety, zakres podejmowanych decyzji wykracza znacznie poza ściśle fizyczną rzeczywistość, a ograniczenia EBP, omówione wyżej, powodują, że nie istnieje „obiektywnie poprawna" polityka energetyczna. Nie istnieje nawet jedyna „słuszna" narracja o polityce energetycznej; wskazuje się również, że eksperci powinni mieć świadomość własnego subiektywizmu [33].

Procesy kluczowe dla europejskich OSP w świetle ich obowiązków wynikających z regulacji (bilansowanie systemu, utrzymanie bezpieczeństwa pracy sieci i in.) nie funkcjonują w próżni – są uwikłane w skomplikowany system interesów. W systemie tym mogą istnieć interesy aktorów o większej sile politycznej, a zadania OSP mogą być na poziomie UE drugo- albo nawet trzeciorzędne, tak długo, jak efekt świadczonych usług mieści się w zadowalających ramach. Przesyłanie energii i zarządzanie systemem nie jest celem samym w sobie, ale mechanizmem mającym zapewnić dostawę energii do odbiorców, która w UE realizuje się poprzez funkcjonowanie rynku – więc co do zasady podmioty rynkowe mają mocniejszą pozycję. Poniżej omawiamy trzy wybrane przykłady problematycznych dla OSP rozwiązań polegających na „wskaźnikowaniu", które wydają się jednak naturalnym wynikiem procesu politycznego w UE.

Część trzecia: Przykłady istotne dla działalności OSP

10. Udział OZE w miksie

Jednym z celów polityki energetycznej UE jest wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych

[4] https://www.worldenergy.org/work-programme/strategic-insight/assessment-of-energy-climate-change-policy/

[5] https://pl.wikipedia.org/wiki/Dobra_publiczne

→

→ form energii (art. 194 ust. 1 lit. c TFUE[6]), co wpisuje się w szerszą zasadę promocji zrównoważonego rozwoju w każdej polityce UE (art. 11). W ramach działań związanych z ochroną klimatu i środowiska Komisja Europejska opracowała w 2007 r. tzw. pakiet energetyczno-klimatyczny 2020[7]. Pakiet łączył w sobie wiele działań związanych z transformacją europejskiej energetyki w kierunku niższych emisji, a jego cel został ujęty w trzy wskaźniki: 20% udziału OZE w zużyciu energii (ze zróżnicowanymi celami krajowymi), 20% wzrost efektywności energetycznej oraz 20% redukcji emisji gazów cieplarnianych w roku 2020 w stosunku do roku bazowego 2005 [13]. W dokumentach KE trudno znaleźć odpowiedź na pytanie, dlaczego akurat 20% w roku 2020 – w istocie padały zarzuty, że przyjęte wskaźniki są przede wszystkim politycznym sloganem [11] – podobnym do hasła „Tysiąc szkół na Tysiąclecie" [36]. Wybór wysokości wskaźnika był możliwy dzięki kompromisowi pomiędzy KE, Radą i Parlamentem Europejskim, choć ten ostatni wzywał do ustanowienia bardziej ambitnego celu (25% w 2020 r. [14]).

20% udział źródeł odnawialnych, spośród których znaczną część stanowią źródła niesterowalne [11], ma istotny wpływ na pracę systemów przesyłowych. OSP muszą go uwzględnić w swojej działalności jako warunek brzegowy narzucony z zewnątrz. W ramach swojej aktywności w sferze politycznej mogą wskazywać np. na wyzwania związane z bilansowaniem systemu oraz rekomendować władzy publicznej różne działania. W tym kontekście oraz w nawiązaniu do pojęcia trylematu energetycznego warto wskazać, iż niemieccy urzędnicy przyznali w wywiadzie z ekspertami World Energy Council, że nie mieli pomysłu na oparcie Energiewende na wszystkich niezbędnych filarach i postanowili się skupić na rozwoju OZE [38].

11. Współczynnik połączenia systemów

Kolejnym istotnym dla OSP celem polityki energetycznej UE jest wspieranie połączeń między sieciami energii (art. 194 ust. 1 lit. d TFUE) – wynika on z dążenia do integracji gospodarczej państw członkowskich oraz z założenia, że państwa UE powinny wspierać się wzajemnie w zapewnieniu bezpiecznych dostaw energii. Powyższy cel też musiał otrzymać wymiar ilościowy – instytucje UE zaproponowały więc wskaźnik w postaci tzw. współczynnika interconnectivity („połączoności"). Rekomendowane poziomy wskaźnika stały się elementem polityk w zakresie budowy wspólnego rynku energii: już w 2002 r. Rada Europejska przyjęła cel zdolności przesyłowych na poziomie 10% mocy zainstalowanej do spełnienia w 2005 r. [15] – wydaje się, że w sposób nieco arbitralny, co zauważył w 2014 r. PE w rezolucji w sprawie przygotowania europejskiej sieci elektroenergetycznej na rok 2020, wskazując, że cel z 2002 r. „nie został ustalony na podstawie dowodów naukowych" [31].

Wskaźnik efektu polityki publicznej powinien być dostosowany do precyzyjnie określonego celu. Z przytoczonej rezolucji PE wynika, że rozbudowa połączeń ma na celu zarówno rozwój rynku wewnętrznego, jak i zwiększenie bezpieczeństwa dostaw, zwłaszcza poprzez umożliwienie polegania na imporcie (obydwa cele są obecnie realizowane w ramach Unii Energetycznej). Czy w tym świetle współczynnik interconnectivity i zwiększanie jego wartości poprzez rozbudowę transgranicznych zdolności jest poprawnym rozwiązaniem? Wydaje się, że nie. Zapewnienie efektywnej i bezpiecznej pracy połączonych systemów wymaga złożonych mechanizmów współpracy międzyoperatorskiej, zaś korzyści dla odbiorców płynące z dostępu do zasobów zlokalizowanych w innych krajach zależą od modelu rynku, a nie tylko od fizycznej wielkości połączeń. Wadliwy model rynku może również prowadzić do powstawania przepływów nieplanowych na skalę utrudniającą zarządzanie systemem [16].

Jak wykazali eksperci PSE SA, wskaźnik interconnectivity ujęty jako stosunek zdolności przesyłowych do mocy zainstalowanej nie spełnia swojej roli w zakresie przyczyniania się do bezpieczeństwa dostaw [29]. Nie musi się również bezpośrednio przekładać na korzyści ekonomiczne dla odbiorców wynikające z łączenia rynków. PE przywołuje raport Booz & Co. dla KE, w którym obliczono korzyści dla europejskich odbiorców płynące z integracji rynku energii. W raporcie wskazano jednak, że wymiana transgraniczna osiągnie optymalne wielkości w niektórych regionach po rozbudowie niektórych połączeń w celu zwiększenia zdolności transgranicznych, lecz w innych regionach zdolności powinny się zmniejszyć [3]. Taka konkluzja wskazuje jednoznacznie, że pożądaną wielkość połączeń powinno się wyznaczać w drodze procesu analitycznego opartego na faktach, a nie dobierać następczo do arbitralnie założonego celu politycznego. Warto podkreślić, że Parlament zauważa problem i zwraca uwagę na potrzebę definiowania indywidualnych celów opartych na dowodach naukowych. Eksperci KE również zauważyli potrzebę nowych rozwiązań w zakresie wyznaczania współczynnika wynikającą ze zmiany charakterystyki pracy połączonych systemów, w szczególności wzrostu udziału niesterowalnych OZE [22].

12. Udostępnianie zdolności transgranicznych

Wskazane wyżej wspieranie połączeń między systemami energii jest skorelowane z traktatowym celem zapewnienia funkcjonowania wewnętrznego rynku energii (art. 194 ust. 1 lit. a TFUE). Rynek wewnętrzny, zwany również jednolitym rynkiem, to rynek, w którym wymiana dóbr i usług odbywa się niezależnie od granic państw członkowskich UE[8]. W kontekście rynku energii elektrycznej, na którym wytwarzanie, konsumpcja i obrót towaru są ściśle uzależnione od specjalnej infrastruktury, rynek wewnętrzny oznacza możliwość wytwarzania, zużywania i przesyłania energii niezależnie od granic państwowych. Z tego punktu widzenia miarą „uwewnętrznienia" czy „ujednolicenia" tego rynku są dostępne zdolności transgraniczne, o które konkurują uczestnicy rynku w procesie alokacji zdolności. W związku z tym wielkość

[6] Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, wersja skonsolidowana Dz.Urz. UE C 326, 26.10.2012, s. 1–390

[7] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en

[8] http://eur-lex.europa.eu/summary/chapter/internal_market.html? root_default=SUM_1_CODED%3D24

udostępnianych zdolności zajmuje ważne miejsce w agendzie politycznej dotyczącej integracji europejskich rynków – postrzega się ją jako wyraz możliwości handlowych (okazji do handlowania). W dokumentach instytucji UE często zatem pojawia się zwrot cross-border trading opportunities, zazwyczaj poprzedzony słowem maximise[9].

Tak jak łączna moc zainstalowana jednostek wytwórczych w systemie nie odpowiada maksymalnej mocy możliwej do wytworzenia w uwarunkowaniach tego systemu, tak transgraniczne zdolności przesyłowe wyrażone w megawatach nie odpowiadają technicznym (termicznym) zdolnościom połączeń wyrażonym w megawoltoamperach. Dostępne zdolności zależą od licznych czynników zewnętrznych, w dużej mierze niezależnych od OSP, m.in. od pogody – determinującej wytwarzanie w źródłach OZE oraz dopuszczalne obciążenie linii w zależności od temperatury [28].

Zakres transgranicznych zdolności przesyłowych udostępnianych przez europejskich OSP jest przedmiotem kontrowersji. Istotną rolę w debacie odegrała ACER, publikując informacje na temat wykorzystania termicznych zdolności przesyłowych wyrażonego w % oraz rekomendację metody wyznaczania zdolności w sposób umożliwiający ich maksymalizację [1].

Regulacje III pakietu energetycznego, w tym zwłaszcza rozporządzenie CACM[10], wymagają od OSP opracowania transparentnych metod wyznaczania zdolności oraz przedłożenia ich do zatwierdzenia regulatorom. Metodyka obejmuje m.in. sposób określania marginesu niezawodności i granic bezpieczeństwa operacyjnego, algorytmy wyznaczania współczynników obciążenia poszczególnych elementów systemu itd. Należy jednak mieć świadomość, że z perspektywy uczestników rynku (zwłaszcza traderów) zdolności transgraniczne są „półproduktem", który kupują od OSP, oczekując przejrzyście kształtowanej, przewidywalnej podaży. Uczestnicy rynku mają wrażenie, że operatorzy w sposób arbitralny i nietransparentny ograniczają zdolności do ułamka technicznych możliwości sieci [30]. Komisja Europejska starała się wyjść naprzeciw temu problemowi i zaproponowała w Clean Energy Package przepisy zmierzające do nakazania OSP udostępniania zdolności w maksymalnym możliwym zakresie, przewidując pewne odstępstwa ze względów bezpieczeństwa. Propozycja była od początku przedmiotem burzliwej dyskusji (warto wskazać, że propozycja w sposób wadliwy „implementowała" rekomendację ACER 02/2016). Wydaje się jednak, że kamieniem milowym debaty była propozycja estońskiej prezydencji w Radzie UE z 30.11.2017 r. [37], zakładająca cel w postaci udostępniania co najmniej 75% termicznych zdolności połączeń międzysystemowych oraz nakazanie państwom członkowskim realizację przedsięwzięć umożliwiających stopniowe osiągnięcie tego celu.

Propozycja wywołała gwałtowny sprzeciw OSP, ponieważ całkowicie abstrahuje od wypracowywanych metodyk, a także zagraża bezpieczeństwu europejskiego systemu elektroenergetycznego i może narazić odbiorców końcowych na koszty większe, niż wyniosą korzyści z łączenia rynków [5]. Proponowany cel nie uwzględniał bowiem ani kryterium N-1, ani kosztu działań zaradczych (zwłaszcza redispatchingu) koniecznych do zapewnienia fizycznej realizacji transakcji. Również liczba 75 wydaje się wartością przyjętą arbitralnie, opartą na wyobrażeniu autorów propozycji o sposobie uwzględniania marginesu bezpieczeństwa (założeniu, że 25% „zapasu" wystarczy na uwzględnienie przepływów kołowych oraz dostępności zasobów wytwórczych do redispatchingu). Ostatecznie w przyjętym 18 grudnia ogólnym podejściu Rady cel sformułowano odmiennie, jednak również w duchu celu do osiągnięcia przez operatorów, wyrażonego wskaźnikiem procentowym [25]. Nawet EFET skrytykował cel 75%, wskazując, że może on wymuszać zawyżanie zdolności tam, gdzie nie jest to możliwe, a jednocześnie umożliwiać udostępnianie zaniżonych zdolności tam, gdzie dałoby się ich udostępnić powyżej 75% zdolności termicznych linii [4].

Powyższe zagadnienie powinno być przedmiotem odrębnego, szczegółowego opracowania, tutaj zostało jedynie zarysowane. Niemniej jest istotne z dwóch powodów: po pierwsze, stanowi drastyczny przykład traktowania wskaźników jako uniwersalnego narzędzia osiągania celów polityki publicznej, w oderwaniu od złożoności procesu, którego ta polityka dotyczy, a wręcz w sposób ignorujący obiektywne (fizyczne) bariery. Po drugie, należy spytać, dlaczego taka propozycja w ogóle się pojawiła: skąd bierze się tak silna presja rynku na OSP w kwestii wyznaczania zdolności oraz dlaczego politycy przedłożyli propozycję tak oderwaną od rzeczywistości? Zapewne wzięło się to z niezrozumienia zagadnienia. Z czego jednak wynika niezrozumienie zagadnienia? Wyznaczanie zdolności przesyłowych jest złożonym procesem realizowanym przez wyspecjalizowanych fachowców w wąskim gronie aktorów rynku energii, tzn. OSP.

Wiedza i stopień zrozumienia procesu mogą być niewystarczające zarówno dla uczestników rynku, jak i dla polityków. Jednocześnie proces wpływa bezpośrednio na ich działalność: w przypadku pierwszych – na możliwości zawierania transakcji, z których czerpią dochody, drugim – określa możliwość realizacji celów politycznych, obejmujących np. zapewnienie tym pierwszym dobrych warunków działalności oraz osiągnięcie wysokiego stopnia integracji rynku energii. W interesie OSP leży więc odpowiednie propagowanie wiedzy i dzielenie się nią w sposób transparentny z pozostałymi aktorami, nawet jeśli wiąże się to z trudnymi czy konfrontacyjnymi sytuacjami. Jednak zasłanianie się tajemnicą czy też brak gotowości do wyjaśniania laikom złożonych zagadnień zazwyczaj rodzi jedynie nieufność, która nie prowadzi do rozsądnych polityk opartych na dowodach [18].

Część czwarta: Wnioski i rekomendacje

Oprócz powyższych trzech przykładów dotyczących wskaźników politycznych można byłoby przytoczyć inne przypadki problematycznych rozwiązań, np. wadliwie skonstruowany w rozporządzeniu CACM mechanizm wykorzystywania wiedzy eksperckiej ACER i OSP do określania konfiguracji stref rynkowych w UE – decyzji o silnych implikacjach politycznych i gospodarczych. To i inne zagadnienia (np. redystrybucja poprzez strukturę taryf) zasługują →

[9] Por. np. http://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-resilient-energy-union-with-a-climate-change-policy/file-new-electricity-market-design

[10] Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, Dz.Urz. UE L 197, 25.7.2015, s. 24–72

→ na odrębne opracowania. Niemniej można z nich wszystkich wysnuć następujące wnioski i sformułować ogólne rekomendacje.

13. Obserwacja szerokiego kontekstu politycznego i uwzględnienie go w strategii

Skoro działalność OSP jest obecnie fundamentem systemu energetycznego, jest tym samym silnie wpleciona w otaczającą go politykę. Proces polityczny może prowadzić do prawnych i ekonomicznych rozwiązań nieracjonalnych lub suboptymalnych z punktu widzenia zarządzania systemem. Zarządzanie ryzykiem regulacyjnym powinno więc obejmować obserwację środowiska politycznego i proaktywne reagowanie, oczywiście w granicach, w jakich pozwalają na to zasoby w dyspozycji OSP oraz przepisy prawa i zasady zgodności regulacyjnej (zwłaszcza neutralność wobec uczestników rynku).

14. Określenie swojego miejsca w systemie i narzędzi realizacji interesów

Ze względu na opisany powyżej silny wpływ polityki na działalność OSP powinni znaleźć swoje miejsce w procesie politycznym. Europejscy OSP funkcjonują w kilku kontekstach – krajowym, regionalnym oraz paneuropejskim. W każdym z kontekstów istotne jest określenie dostępnych zasobów, granic sprawczości oraz strategicznych celów. OSP powinni mieć świadomość, że ich kluczowa rola w systemie energetycznym nie musi przekładać się na podobnie kluczowe znaczenie polityczne. Jeśli zaś OSP pozycjonuje się wyłącznie jako „zdystansowany ekspert techniczny", ktoś inny musi go reprezentować w procesie politycznym. Taka reprezentacja nie musi się przełożyć na realizację interesów i dlatego niektórzy OSP preferują występowanie we własnym imieniu (np. grupa TenneT, której spółki pełnią rolę OSP w Holandii oraz w części Niemiec, posiada przedstawicielstwo w Brukseli). Również ENTSO-E działa w dużej mierze jako organizacja branżowa prowadząca rzecznictwo w imieniu wszystkich OSP.

15. Uwzględnienie w działaniach istoty procesu politycznego

Określiwszy swoją rolę i agendę, OSP jako aktorzy polityczni muszą następnie znaleźć sposób przekonywania innych do swoich poglądów. Nawet jeśli są one racjonalne i oparte np. na prawach fizyki, konieczne jest sformułowanie ich w języku zrozumiałym dla pozostałych uczestników debaty [33]. Innymi słowy: nie wystarczy mieć rację – trzeba przekonać do niej innych [2, 6, 18].
Nade wszystko istotna – np. na etapie identyfikacji ryzyka – jest świadomość, że proces polityczny prowadzi często do rozwiązań nieracjonalnych, oderwanych od faktów, a opartych na przekonaniach i emocjach. Niestety, mieści się to w jego naturze, ponieważ proces polityczny nie rozgrywa się w domenie obiektywnej rzeczywistości oderwanej od naszych wyobrażeń, poglądów czy wyznawanych wartości. Przeciwnie, niektórzy przedstawiciele doktryny twierdzą, że w polityce percepcja jest rzeczywistością [18].

It's not enough to be right – public policy and the business of transmission system operators

The author presents the readers with a view on transmission systems operators' activities from the perspective of public policy mechanisms, in particular EU policy. The first part introduces the reader to public policy theories, describes the policy process and gives examples of tools employed in the process. The second part sketches out the political aspects of energy system functioning, linking the public policy theories with energy sector practice. In the third part, the author provides examples of phenomena which are negative for transmission systems operators, but can be explained by public policy mechanisms. The fourth part concludes and provides a recommendation of approach which transmission systems operators can adopt to be able to counter negative changes in their environment – in particular those implying regulatory risk – which are products of political process. ■

Piśmiennictwo

[1] *ACER Recommendation 02/2016 on the common capacity calculation and redispatching and countertrading cost sharing methodologies*, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2002-2016.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[2] Bardach E., *A Practical Guide for Policy Analysis: The Eightfold Path to More Effective Problem Solving*, CQ Press, Waszyngton 2009.

[3] Booz & Company, *Benefits of an integrated European energy market*, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130902_energy_integration_benefits.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[4] *Efet welcomes more export capacity but questions 75% target*, https://www.montel.no/en/story/efet-welcomes-more-export-capacity-but-questions-75-target-/851589, dostęp grudzień 2017 r.

[5] *ENTSO-E views on final Art. 14, Electricity Regulation as submitted for the TTE (Energy) meeting*, 18 December, niepubl.

[6] Goodin R.E., Moran M., Rein M., *The Public and its Policies*, w: Goodin R.E., Moran M., Rein M. (ed.), *The Oxford Handbook of Public Policy*, Oxford University Press, Nowy Jork 2006.

[7] Groenleer M., *Regulatory Governance in the European Union: The Political Struggle Over Committees, Agencies and Networks*, w: Levi-Faur D. (ed.), *Handbook on the Politics of Regulation*, Edward Elgar Publishing, Cheltenham 2011.

[8] Haubrich D., Wolff J., *Economism and its Limits*, w: Goodin R.E., Moran M., Rein M. (ed.), *The Oxford Handbook of Public Policy*, Oxford University Press, Nowy Jork 2006.

[9] Health and Environment Alliance, *Hidden Price Tags: How Ending Fossil Fuel Subsidies Would Benefit Our Health*, http://env-health.org/IMG/pdf/healthandenvironmentalliance_hidden_price_tags_report.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[10] Holden Jr., M., *Reflections on How Political Scientists (and Others) Might Think about Energy and Policy*, w: Goodin R.E., Moran M., Rein M. (ed.), *The Oxford Handbook of Public Policy*, Oxford University Press, Nowy Jork 2006.

[11] Izba Lordów, *European Union Committee, 27th Report of Session 2007–08. The EU's Target for Renewable Energy: 20% by 2020*, https://publications.parliament.uk/pa/ld200708/ldselect/ldeucom/175/175.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[12] Komisja Europejska, *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014 2020*, http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[13] Komisja Europejska, Staff Working Document: Impact Assessment – Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020, http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2008/sec_2008_0085_en.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[14] Komisja Europejska*, Wniosek – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, COM (2008) 30 wersja ostateczna*, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/? uri=CELEX:52008PC0019, dostęp grudzień 2017 r.

[15] *Konkluzje Rady Europejskiej w Barcelonie, 15–16 marca 2002 r.*, http://ec.europa.eu/invest-in-research/pdf/download_en/barcelona_european_council.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[16] Krupiński S., *Konstrukcja jednolitego rynku energii elektrycznej w UE w kontekście rozwiązania kwestii przepływów nieplanowych występujących w Europie Środkowo-Wschodniej*, Elektroenergetyka, nr 2 (17) 2017, s. 24–31.

[17] Księżopolski K.M., *Bezpieczeństwo ekonomiczne*, Dom Wydawniczy ELIPSA, Warszawa 2011.

[18] Larimer C.W., Smith K.B., *The Public Policy Theory Primer*, Westview Press, Boulder 2013.

[19] Majone G., Agenda Setting, w: Goodin R.E., Moran M., Rein M. (ed.), *The Oxford Handbook of Public Policy*, Oxford University Press, Nowy Jork 2006.

[20] OECD, *50th Anniversary Vision Statement, C/MIN (2011)6*, https://www.oecd.org/mcm/48064973.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[21] Olson M., *The Logic Of Collective Action: Public Goods and the Theory of Groups*, Harvard University Press, Cambridge 2002.

[22] Paprocki R. i in., *Współpraca europejskich operatorów systemów przesyłowych na rzecz zwiększania bezpieczeństwa pracy połączonych systemów, integracji odnawialnych źródeł energii i wspierania rynku*, Elektroenergetyka, nr 1 (15) 2016, s. 6–13.

[23] Parkhurst J., *The politics of evidence: from evidence-based policy to the good governance of evidence*, Routledge Studies in Governance and Public Policy, Routledge 2017.

[24] Pew-MacArthur Results First Initiative, *Evidence-Based Policymaking. A guide for effective government*, http://www.pewtrusts.org/%7E/media/assets/2014/11/-evidencebasedpolicymakingaguideforeffectivegovernment.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[25] *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity (recast) – outcome of proceedings*, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/? uri=consil: ST_15879_2017_INIT, dostęp grudzień 2017 r.

[26] *Protests in Germany against transatlantic TTIP and Ceta trade deals*, http://www.bbc.com/news/world-europe-37396796, dostęp grudzień 2017 r.

[27] Przemówienie Davida Blunketta do Economic and Social Research Council wygłoszone 2 lutego 2002 r.

[28] Przygrodzki M., Siwy E., *Zdolności przesyłowe linii napowietrznych przy generacji mocy w źródłach wiatrowych*, Rynek Energii, nr 1/2009.

[29] Purchała K., Krupiński S., *Metodyka wyznaczania parametru interconnectivity dla systemów połączonych*, Elektroenergetyka, nr 1 (16) 2017, s. 23–30.

[30] *Response of EFET, EURELECTRIC, NORDENERGI and MPP to the TSOs' consultation on Capacity Calculation Methodologies*, http://www.efet.org/Files/Documents/Downloads/EFET_Eurelectric_MPP_Nordenergi-TSOs%20consultation%20CCM_14122017.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

[31] *Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 15 grudnia 2015 r. w sprawie osiągnięcia docelowego poziomu 10% w zakresie elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych – Przygotowanie europejskiej sieci elektroenergetycznej na 2020 r.*, http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do? pubRef=-//EP//TEXT+TA+P8-TA-2015 0445+0+DOC+XML+V0//PL, dostęp grudzień 2017 r.

[32] *Słownik języka polskiego PWN*, https://sjp.pwn.pl/

[33] Stirling A., *Transforming power: Social science and the politics of energy choices*, Energy Research & Social Science, t. 1, marzec 2014, s. 83–95.

[34] Stoft S., *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, Piscataway 2002.

[35] *Śpimy na taniej energii, wywiad z profesorem Zbigniewem Kasztelewiczem*, http://nettg.pl/news/136608/spimy-na-taniej-energii, dostęp grudzień 2017 r.

[36] *Tysiąc szkół na Tysiąclecie*, https://www.pb.pl/tysiac-szkol-na-tysiaclecie-845710, dostęp grudzień 2017 r.

[37] *Wniosek dotyczący ROZPORZĄDZENIA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) – Podejście ogólne*, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/? uri=CONSIL: ST_14625_2017_INIT&from=PL, dostęp grudzień 2017 r.

[38] World Energy Council, *World Energy Trilemma 2016: Defining measures to accelerate the energy transition*, https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/05/World-Energy-Trilemma_full-report_2016_web.pdf, dostęp grudzień 2017 r.

mgr Krystian Kowalewski
Departament Przesyłu,
PSE SA

Monitorowanie rynku energii elektrycznej na podstawie przepisów REMIT

Streszczenie

Monitorowanie rynku polega na gromadzeniu informacji o zjawiskach i procesach na nim zachodzących. Stopniowa liberalizacja rynku energii elektrycznej ujawniła szczególne potrzeby w tym zakresie. By doprecyzować cele i obowiązki związane z monitorowaniem rynku, przyjęto Rozporządzenie w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, znane jako Rozporządzenie REMIT. Przed wejściem w życie REMIT działania w zakresie monitorowania rynków energii prowadzone były wyłącznie na szczeblu państw członkowskich UE. Rozporządzenie REMIT przenosi znaczną część obowiązków w tym zakresie na szczebel unijny. Do wykonywania działań została wyznaczona Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (dalej: ACER), kooperująca z organami krajowymi.
Agencja monitoruje rynki w celu wykrycia transakcji zawieranych na podstawie informacji wewnętrznych i manipulacji na rynku. Uczestnicy rynku są zobowiązani do przekazywania Agencji i krajowym organom regulacyjnym danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, informacji na temat zdolności i wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłania energii elektrycznej lub zużywających energię elektryczną. Agencja gromadzi dane na potrzeby oceny i monitorowania hurtowych rynków energii.

1. Historyczny rozwój regulacji w zakresie monitorowania

Na monitorowanie rynku składają się czynności polegające na gromadzeniu informacji o zjawiskach i procesach na rynku z uwzględnieniem ich przyczyn, aktualnego stanu i tendencji rozwojowych. Szczegółowo, monitoring rynku stanowi metodę badań ekonomicznych, polegającą na długookresowej obserwacji określonych zjawisk ekonomicznych, dziedzin gospodarki lub wybranych podmiotów gospodarczych, w celu poznania ich reakcji na działanie określonych czynników, zmieniających warunki ich występowania lub funkcjonowania [10].
Dla rynku energii elektrycznej szczególne potrzeby w tym zakresie pojawiły się po konsolidacji sektora elektroenergetycznego, rozwiązaniu kontraktów długoterminowych i uwolnieniu cen energii dla odbiorców przemysłowych. Monitorowanie rynku stało się wówczas niezbędne w celu wcześniejszego wykrycia i zidentyfikowania zagrożeń oraz przeciwdziałania nieprawidłowościom w kształtowaniu się konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Realizacja celów w tym zakresie wymagała monitorowania rynku prowadzonego w sposób permanentny [6, 7].
Dążenie do budowy w pełni konkurencyjnego, jednolitego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej spowodowało, że kwestie monitorowania procesów zachodzących na rynku stały się przedmiotem zainteresowania instytucji unijnych. Doprowadziło to do umieszczenia stosownych przepisów w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE (dalej: dyrektywa) [4].
Dyrektywa zawiera przepisy pozycjonujące zadania w zakresie monitorowania rynku energii elektrycznej wśród obowiązków krajowego organu regulacyjnego. W uzasadnieniu dyrektywy szczególną rolę przypisuje się monitorowaniu działalności operatorów systemu dystrybucyjnego, co ma zapobiec wykorzystywaniu przez nich swojej integracji pionowej w odniesieniu do ich pozycji konkurencyjnej na rynku, zwłaszcza w stosunku do odbiorców będących gospodarstwami domowymi oraz małych odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi. Docelowo miało to służyć dążeniom do stworzenia równych warunków działania na poziomie detalicznym.
Na państwa członkowskie UE nałożony został obowiązek monitorowania kwestii związanych z bezpieczeństwem dostaw energii z zaznaczeniem, że jeśli zostanie to uznane za stosowne, wykonywanie obowiązku również w tym zakresie powierzyć można krajowym organom regulacyjnym. Monitorowanie obejmować musi w szczególności równowagę podaży i popytu na rynku krajowym, poziom przewidywanego przyszłego zapotrzebowania, przewidywane dodatkowe zdolności znajdujące się w fazie planowania lub realizacji, a także jakość i poziom utrzymania sieci oraz środki mające na celu pokrycie zapotrzebowania szczytowego i zaradzenie przypadkom niedoboru dostaw

ze strony jednego lub większej liczby dostawców[1].

Wśród obowiązków krajowego organu regulacyjnego wylistowanych w art. 37 przedmiotowej dyrektywy wymienia się między innymi: monitorowanie poziomu przejrzystości, w tym cen hurtowych, oraz zapewnianie przestrzegania przez przedsiębiorstwa energii elektrycznej wymogów w zakresie przejrzystości (I), monitorowanie poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym również na giełdach energii elektrycznej, a także cen dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi, w tym systemów przedpłat, częstotliwości zmian dostawców, częstotliwości odłączenia od sieci, opłat za usługi konserwacyjne i ich wykonanie oraz skarg zgłaszanych przez odbiorców będących gospodarstwami domowymi, jak również wszelkich zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, łącznie z dostarczaniem wszelkich stosownych informacji oraz przekazywaniem właściwym organom ochrony konkurencji wszelkich istotnych spraw (II), monitorowanie występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać dużym odbiorcom innym niż gospodarstwa domowe jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym dostawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w stosownych przypadkach powiadamianie o takich praktykach krajowych organów ochrony konkurencji (III), monitorowanie czasu potrzebnego operatorom systemów przesyłowych i dystrybucyjnych do wykonania połączeń i napraw (IV), monitorowanie inwestycji w zdolności wytwórcze w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw (V). Przepisy w powyższym zakresie zostały transponowane do polskiego porządku prawnego w ustawie Prawo energetyczne[2].

Znaczącego doprecyzowania celów i obowiązków związanych z monitorowaniem rynku dokonano w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (ang. Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency, w skrócie REMIT. Anglojęzyczny skrót utrwalił się jako określenie przedmiotowego rozporządzenia w całej Europie) [2].

2. Aksjologiczne i prawne uzasadnienie do monitorowania rynku energii elektrycznej

Analiza przepisów dyrektywy 2009/72/WE pozwala postawić tezę, że wiodącym celem regulacji w zakresie monitorowania jest umożliwienie działalności rynku w warunkach możliwie najbardziej zbliżonych do konkurencji doskonałej. Rynki o konkurencji doskonałej odznaczają się dużą liczbą podmiotów oferujących ten sam produkt, zerowym współczynnikiem koncentracji[3], niewystępowaniem mechanizmów administracyjnej kontroli cen i barier wejścia na rynek[4]. Specyfika europejskiego rynku energii, odznaczającego się wysokim poziomem skonsolidowania i skoncentrowania, wyklucza na obecnym etapie osiągnięcie takiego stanu. Stąd też intensyfikacja działań w zakresie stworzenia uczestnikom rynku warunków do prowadzenia działalności na zasadach możliwie najbardziej konkurencyjnych. Do realizacji tych działań niezbędne jest m.in. wprowadzenie narzędzi umożliwiających jak najszybsze identyfikowanie zachowań zmierzających do ograniczenia konkurencji pomiędzy podmiotami, nietransparentnej gry rynkowej, wykorzystywania pozycji dominującej czy też stosowania niedozwolonych klauzul umownych [9, 12].

Powyższe znalazło swoje odzwierciedlenie w uzasadnieniu dla przepisów rozporządzenia REMIT. Jako wiodący cel regulacji wskazane zostało dążenie do zapewnienia, by konsumenci i inni uczestnicy rynku mogli mieć zaufanie do integralności rynków energii elektrycznej i gazu, a ceny ustalane na hurtowych rynkach energii odzwierciedlały uczciwą i konkurencyjną grę rynkową popytu i podaży, przy równoczesnym wyeliminowaniu sytuacji, kiedy to z nadużyć czerpie się korzyści. W celu pobudzenia otwartej i uczciwej konkurencji dąży się zatem do zwiększenia integralności i przejrzystości hurtowych rynków energii. Równocześnie podkreśla się ponadnarodowy charakter rynku energii w Europie, co przekłada się na ścisłe powiązanie ze sobą hurtowych rynków energii elektrycznej. Tym samym nadużycia na rynku jednego państwa członkowskiego mogą rzutować na kształtowanie się cen hurtowych energii elektrycznej w innym państwie, wpływając na ceny detaliczne dla konsumentów.

3. Podmioty odpowiedzialne za monitorowanie rynku na podstawie przepisów REMIT

Przed wejściem w życie REMIT działania w zakresie monitorowania rynków energii prowadzone były wyłącznie na szczeblu państw członkowskich. W rezultacie, przy prowadzeniu przez określony podmiot działalności w więcej niż jednym państwie, działalność handlowa mogła podlegać wielu jurysdykcjom, a monitorowaniem zajmowało się kilka różnych organów. Znacząco utrudniało to wskazanie organu, na którym ostatecznie spoczywała odpowiedzialność za monitorowanie, a niejednokrotnie prowadziło do sytuacji, w której monitorowanie w ogóle nie było prowadzone. Ponadto pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi występowały również różnice w zakresie zachowań niedozwolonych.

W celu skutecznego wykrywania nadużyć na rynku energii oraz zapobiegania im monitorowanie rynku musi, zgodnie z uzasadnieniem dla REMIT, zostać przeniesione na szczebel unijny. Do wykonywania działań w tym zakresie najlepiej przygotowana jest Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (dalej: ACER), dysponująca ogólnounijnym oglądem sytuacji na rynku energii oraz wyposażona w fachową wiedzę na temat funkcjonowania rynków i systemów Unii. Nie jest to jednak równoznaczne z całkowitym pozbawieniem organów krajowych zadań w tym zakresie. O ile bowiem największa wiedza →

[1] Art. 4 ww. dyrektywy

[2] Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne

[3] Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI od angielskiego Herfindahl-Hirschman Index) – wskaźnik koncentracji rynku, określający szacunkowy poziom zagęszczenia w danej branży oraz poziom konkurencji na danym rynku

[4] John Sloman, ***Podstawy ekonomii***, PWE, Warszawa 2001

→ na temat procesów zachodzących na jednolitym rynku znajduje się po stronie ACER, o tyle największym rozumieniem funkcjonowania krajowych rynków odznaczają się odpowiadające poszczególnym rynkom organy krajowe. Właściwe monitorowanie i przejrzystość rynków mogą zatem zostać osiągnięte wyłącznie poprzez synergiczną współpracę i kooperację pomiędzy ACER i organami krajowymi. Znalazło to odzwierciedlenie w art. 1 REMIT, zgodnie z którym monitorowanie hurtowych rynków energii wykonywane jest przez ACER w ścisłej współpracy z krajowymi organami regulacyjnymi i z uwzględnieniem wzajemnych oddziaływań między systemem handlu uprawnieniami do emisji a hurtowymi rynkami energii.

4. Monitorowanie rynku energii w REMIT – szczegółowy zakres regulacji

Zakresem monitoringu prowadzonego przez ACER objęta jest działalność handlowa, której przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane wyłącznie w obrocie hurtowym. Agencja monitoruje rynki w celu wykrycia transakcji zawieranych na podstawie:

- Informacji wewnętrznych. Jako informacje wewnętrzne na rynku energii elektrycznej traktuje się informacje o szczegółowym charakterze, które nie zostały podane do publicznej wiadomości, a które dotyczą, bezpośrednio lub pośrednio, jednego lub większej liczby produktów energetycznych i które, jeżeli zostałyby podane do wiadomości publicznej, mogłyby znacząco wpłynąć na ceny tych produktów. Informacje wewnętrzne dzieli się na następujące kategorie: informacje, co do których istnieje wymóg podania do publicznej wiadomości na podstawie przepisów rozporządzenia o ACER[5] oraz wytycznych i kodeksów sieci przyjętych na podstawie tego rozporządzenia (I), informacje dotyczące zdolności i wykorzystania instalacji służących produkcji, magazynowaniu lub przesyłaniu energii elektrycznej, w tym również planowanych i nieplanowanych niedostępnościach tych instalacji (II), informacji, co do których istnieje wymóg ujawnienia zgodnie z przepisami ustawowymi lub regulacyjnymi na szczeblu unijnym lub krajowym, z zasadami rynkowymi oraz umowami lub zwyczajami obowiązującymi na danym hurtowym rynku energii, w zakresie, w jakim taka informacja mogłaby znacząco wpłynąć na ceny produktów energetycznych (III), i inne informacje, na których rozsądny uczestnik rynku mógłby częściowo oprzeć swoją decyzję o zawarciu transakcji lub złożeniu zlecenia dotyczących produktu energetycznego (IV). Podmioty posiadające informację wewnętrzną nie mogą wykorzystywać jej do nabywania lub zbywania produktów energetycznych, których informacja ta dotyczy (I), ujawniać tej informacji jakiejkolwiek innej osobie, z wyłączeniem sytuacji, gdy istnieje dozwalający na to, posiadający podstawę prawną wyjątek (II), ani zalecać innej osobie, w oparciu o informację wewnętrzną, nabycie lub zbycie produktów energetycznych, do których odnosi się ta informacja, lub nakłaniać inną osobę do nabycia lub zbycia takich produktów.
- Manipulacji na rynku. Pod tym pojęciem rozumie się zawieranie jakichkolwiek transakcji dotyczących produktów energetycznych generujących fałszywe sygnały co do podaży, popytu lub ceny produktów energetycznych (I), poprzez które dokonuje się prób sztucznego kształtowania cen produktów energetycznych (II) i dokonywanych z wykorzystaniem fikcyjnych mechanizmów, oszustw lub podstępu, które generują fałszywe lub wprowadzające w błąd sygnały dotyczące podaży, popytu lub ceny produktów energetycznych. Za manipulację uważa się również rozpowszechnianie takich informacji za pomocą mediów.

Agencja dąży ponadto do zapobiegania wymienionym wyżej transakcjom.
Krajowe organy regulacyjne współpracują przy monitorowaniu hurtowych rynków energii, zarówno wzajemnie na szczeblu regionalnym, jak i z ACER. Organy krajowe mogą również monitorować działalność handlową, której przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym na szczeblu krajowym.

5. Pozyskiwanie danych przez ACER

Uczestnicy rynku są zobowiązani do przekazywania Agencji danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, co obejmuje również składane zlecenia. Zgłaszane informacje muszą zawierać precyzyjne określenie produktów energetycznych nabywanych i sprzedawanych w obrocie hurtowym, ich uzgodnione ceny i ilości, daty i godziny wykonania transakcji, strony i beneficjentów oraz inne informacje o istotnym dla transakcji znaczeniu. Uczestnicy rynku przekazują Agencji dane osobiście i to na nich spoczywa ogólna odpowiedzialność w tym zakresie. Obowiązki w powyższym zakresie mogą zostać powierzone osobie trzeciej, która może przejąć na siebie również odpowiedzialność za ich wykonanie. Z zasady wyłączony jest również obowiązek podwójnego raportowania, toteż jeśli określona transakcja musi zostać zgłoszona na podstawie przepisów innych aktów prawnych (np. dotyczących transakcji na instrumentach finansowych), obowiązkowi raportowemu można zadośćuczynić po przekazaniu informacji wyłącznie jednemu z właściwych organów.
Na potrzeby monitorowania obrotu na hurtowych rynkach energii uczestnicy rynku zobowiązani są ponadto do przekazania ACER i krajowym organom regulacyjnym informacji na temat zdolności i wykorzystania instalacji służących do produkcji, magazynowania, przesyłania energii elektrycznej lub zużywających energię elektryczną. Obejmuje to również informacje o planowanej i nieplanowanej niedostępności tych instalacji. Obowiązek sprawozdawczy spoczywający na uczestnikach rynku jest minimalizowany poprzez gromadzenie niezbędnych informacji lub ich części z istniejących źródeł w przypadkach, gdy jest to możliwe.
Agencja gromadzi dane na potrzeby oceny i monitorowania hurtowych rynków energii. Dane w powyższym zakresie są udostępniane krajowym organom regulacyjnym w zakresie niezbędnym do realizacji powierzonych im zadań.

[5] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki

Jednolite zasady zgłaszania informacji, przekazywanych zgodnie z przepisami REMIT, oraz odpowiednich progów stosowanych przy zgłaszaniu informacji, jak również terminy i forma przekazywania tych informacji ustanowione zostały w Rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii [3].

Monitoring of electricity market based on REMIT provisions

Market monitoring involves collecting information about processes on this market. Liberalization of the electricity market has revealed specific needs in this area. The Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency was adopted to clarify goals and obligations related to market monitoring. Before REMIT entered into force, energy market monitoring activities was carried out only by Member States. REMIT transfers a significant part of the responsibilities in this area to the EU level, in which the responsible authority is ACER. Monitoring obligations are carried out by ACER and national authorities. The Agency monitors markets to detect transactions based on inside information and market manipulation. Market participants are required to provide the Agency and national regulatory authorities with data on transactions concluded on wholesale energy markets, information related to the capacity and use of facilities for production, storage, consumption or transmission of electricity. The Agency collects data for the assessment and monitoring of wholesale energy markets. ■

Piśmiennictwo

[1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 713/2009 z 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.
[2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.
[3] Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii.
[4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.
[5] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.
[6] Departament Promowania Konkurencji URE, ***Monitoring rynku energii elektrycznej***, Biuletyn URE 6/2001.
[7] ***Departament Promowania Konkurencji URE, Promowanie konkurencji***, Biuletyn URE nr 5/2001.
[8] ***Rynek energii elektrycznej w Polsce w pierwszym półroczu 2008 r., raport z monitorowania***, URE, Warszawa, 2008.
[9] Sloman J., ***Podstawy ekonomii***, PWE, Warszawa 2001.
[10] Churchill G.A., ***Badania marketingowe w praktyce. Podstawy metodologiczne***, PWN, Warszawa 2001.
[11] Krupa M., ***Monitorowanie rynku energii elektrycznej***, Elektroenergetyka, nr 3–4 (13–14), 2012.
[12] Zawada M., Pabian A., Bylok F., Kucęba R., ***Konkurencja na rynku energii elektrycznej***, Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Humanitas. Zarządzanie, nr 2/2013.

mgr inż. Damian Mrowiec,
PSE Innowacje

Analiza merit order sektora wytwórczego w Polsce do 2030 roku

Streszczenie

W niniejszym artykule przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy sektora wytwórczego w Polsce w horyzoncie do 2030 roku, w tym uporządkowanej struktury kosztów wytwarzania poszczególnych jednostek wytwórczych. Artykuł opisuje również założenia i metodę wykonanych, w celu przeprowadzenia analizy, projekcji struktury wytwórczej.

Wstęp

Wytwarzanie energii elektrycznej charakteryzuje się kosztami, które można podzielić na stałe oraz zmienne. Koszty stałe są w większości niezależne od wielkości produkcji i można je powiązać z kosztami mocy. Koszty zmienne zależą natomiast w dużym stopniu od wielkości produkcji i są utożsamiane z kosztami energii. Zalicza się do nich koszty paliwa wraz z kosztami zakupu, koszty pozostałych materiałów eksploatacyjnych oraz koszty korzystania ze środowiska [1]. Każda jednostka wytwórcza może więc charakteryzować się innym kosztem wytwarzania.

Docelowa optymalna struktura wytwórcza Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) powinna kształtować się w taki sposób, aby zapewniony był pożądany wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz rozwój sektora, co z kolei jest determinantą stabilnego wzrostu gospodarczego [2]. Dla Polski natomiast, z racji znacznego powiązania podsektora wytwórczego oraz powszechnego w kraju sektora wydobywczego (głównie węgiel kamienny i brunatny), zadanie odpowiedniej optymalizacji struktury wytwórczej jest wyjątkowo istotne.

1. Merit order

Merit order to tzw. stos jednostek wytwórczych, który uporządkowany jest rosnąco według kosztów wytwarzania energii elektrycznej (od ceny najniższej do najwyższej). Utworzony w ten sposób ranking jednostek wytwórczych przedstawia zasadę, które jednostki powinny być wprowadzane do pracy w pierwszej kolejności, aby pokryć wymagane zapotrzebowanie – czyli te, które odznaczają się najniższym kosztem wytwarzania. Analogicznie, jednostki znajdujące się na drugim krańcu stosu – jednostki o najwyższym koszcie wytwarzania – są ostatnie w kolejności do pokrycia zapotrzebowania. Tym samym, im wyższe jest zapotrzebowanie w systemie, które należy pokryć, tym więcej uruchamia się jednostek o coraz wyższych kosztach wytwarzania. Zarządzanie jednostkami wytwórczymi w ten sposób pozwala na zminimalizowanie kosztów produkcji energii elektrycznej w celu pokrycia zapotrzebowania. Czasami jednak z różnych względów jednostki mogą być uruchamiane poza ich kolejnością w stosie, np. z powodu istnienia ograniczeń w systemie lub konieczności zapewnienia odpowiedniej niezawodności pracy KSE.

Postać merit order w dużym stopniu determinuje kształt sektora wytwórczego. W przypadku wprowadzenia do KSE nowej jednostki wytwórczej zmienia się kształt stosu w zależności od sprawności tej jednostki, a co za tym idzie, jej kosztów zmiennych wytwarzania. Przykładowo, jeśli jednostka jest nowa i ma wyższą sprawność oraz niższe koszty produkcji od innych, to pojawi się przed tymi jednostkami w stosie. Te z kolei, będące mniej opłacalne, zostaną przesunięte, czego konsekwencją może być wyjście ostatniej jednostki wytwórczej poza granicę, która reprezentuje wymagane do pokrycia zapotrzebowanie, a tym samym wstrzymanie jej wpływu na wartość ceny energii elektrycznej. Przedstawiony sposób kształtowania się stosu merit order opisano w pewnym uproszczeniu. Należałoby również uwzględnić na przykład kwestie techniczne w pracy poszczególnych bloków jednostek oraz całego systemu elektroenergetycznego. Istotny jest natomiast fakt, że kształt stosu, a co za tym idzie wychodzenie poszczególnych jednostek poza stos między innymi ze względu na nieopłacalność ich uruchamiania, może stanowić poważny problem. Dzieje się tak dlatego, że praca KSE musi odznaczać się wymaganą stabilnością, co związane jest na przykład z ciągłym utrzymywaniem rezerwy mocy, dla której zapewnienia pożądana jest rentowność pracy tych jednostek.

2. Projekcje struktury wytwórczej

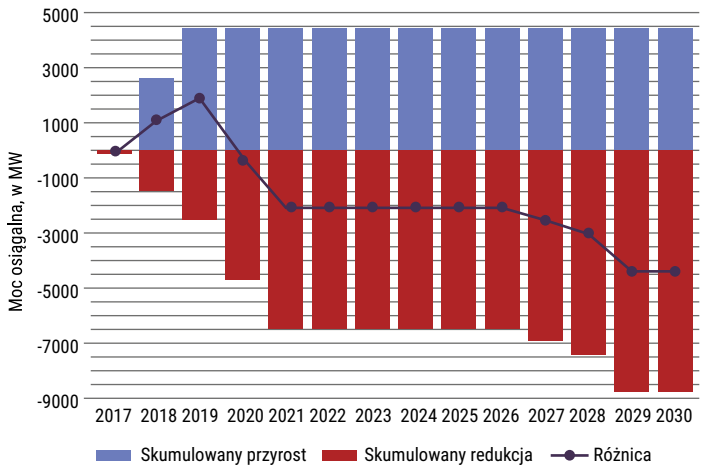
Analizę struktury wytwórczej oraz projekcje jej kształtu w horyzoncie 2030 roku przeprowadzono na podstawie dwóch różnych scenariuszy. Założono, że przedsiębiorstwa energetyczne będą w niedalekiej przyszłości musiały podjąć kluczowe decyzje co do działań związanych z jednostkami wytwórczymi. Scenariusz optymistyczny zakłada, że przepisy i regulacje prawne pozwolą na opłacalne przeprowadzenie ich modernizacji i dostosowanie do wymaganych norm, ukończenie realizacji kluczowych nowych inwestycji w sektorze wytwórczym oraz możliwie długą eksploatację poszczególnych bloków jednostek wytwórczych. Scenariusz pesymistyczny w stosunku do krajowych jednostek centralnie dysponowanych przyjmuje natomiast założenie wystąpienia warunków, w których niemożliwa jest eksploatacja danych bloków elektrowni, głównie ze względu na odchodzenie od energetyki cieplnej konwencjonalnej, czego skutkiem są coraz większe ograniczenia związane z emisyjnością oraz ograniczona opłacalność funkcjonowania tych elektrowni.
W związku z tym scenariusz ten zakłada stopniowe wycofanie z eksploatacji dużej liczby jednostek wytwórczych.
Wszystkie zmiany prawne, ograniczenia i normy, które zachodzą regularnie w sektorze elektroenergetycznym, wpływają negatywnie na poszczególne inwestycje, gdyż prowadzą do niepewności ich realizowania. Inwestycje prowadzone w elektroenergetyce charakteryzują się z reguły długotrwałym okresem realizacji oraz następnie bardzo długim okresem eksploatacji danych obiektów (co najmniej 40 lat dla tradycyjnych bloków energetycznych oraz około 25 lat dla farm wiatrowych) [2]. To z kolei wpływa na okres zwrotu nakładów poniesionych na inwestycje, a tak długi okres eksploatacyjny skutkuje trudnością w ocenie zmian między innymi cen paliw, energii elektrycznej, uprawnień do emisji CO_2 czy też pozostałych szerokich zmian w systemie regulacyjnym [2]. W związku z tym sporo rozpoczętych inwestycji w ostatnich latach nie zostało ukończonych, a projekty te zostały zawieszone. Należy więc przypuszczać, że tendencja ta będzie miała miejsce również w przyszłości co do zakładanych w chwili obecnej inwestycji.

Tabela 1. Wykaz uwzględnionych planowanych nowych inwestycji w JWCD
[3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14]

Nazwa jednostki wytwórczej	Moc osiągalna	Rodzaj paliwa podstawowego	Zakładany rok uruchomienia	Scenariusz
–	MW	–	rok	–
Kozienice 2 B11	1075	węgiel kamienny	2018	optymistyczny pesymistyczny
Opole B5	900	węgiel kamienny	2018	optymistyczny pesymistyczny
Płock B01	600	gaz ziemny	2018	optymistyczny pesymistyczny
Jaworzno 2 B7	910	węgiel kamienny	2019	optymistyczny pesymistyczny
Opole B6	900	węgiel kamienny	2019	optymistyczny pesymistyczny
EC Stalowa Wola B12	467	gaz ziemny	2019	optymistyczny
Turów B11	496	węgiel brunatny	2020	optymistyczny
EC Żerań 2	450	gaz ziemny	2020	optymistyczny
Ostrołęka C	1000	węgiel kamienny	2024	optymistyczny

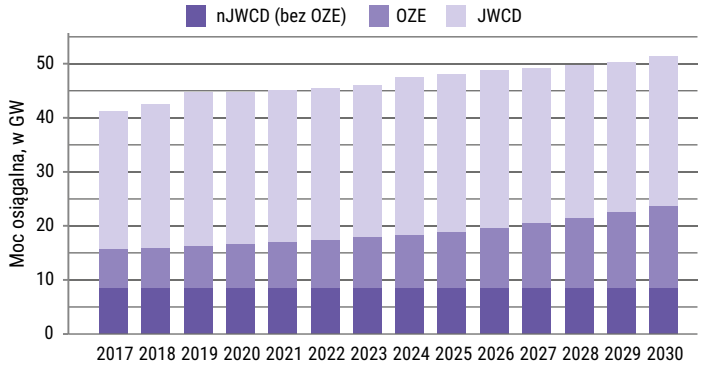
Dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) projekcję mocy osiągalnej opracowano oddzielnie dla scenariusza optymistycznego i pesymistycznego na podstawie pojawiających się aktualnych dostępnych informacji dotyczących prognoz różnych instytucji, które bazowały głównie na badaniach ankietowych skierowanych do przedsiębiorstw [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14]. W tym miejscu uwzględniono zarówno modernizacje oraz nowe inwestycje w sektorze JWCD, jak również wstępnie planowane wycofanie poszczególnych jednostek z eksploatacji. Najważniejsze uwzględnione w projekcji inwestycje w nowe moce wytwórcze, z podziałem na scenariusz optymistyczny i pesymistyczny, zamieszczono w **tab. 1**. Nie jest to jednak jedyne źródło przyrostu mocy JWCD. Planowane są również modernizacje w sektorze wytwórczym, dzięki którym okres ich eksploatacji jest wydłużany oraz zwiększa się moc już istniejących jednostek [6]. Analogicznie uwzględniono najważniejsze wycofania bloków. Jak podaje Urząd Regulacji Energetyki na podstawie badań ankietowych, wycofywanie poszczególnych jednostek z eksploatacji jest spowodowane w ponad 80% przypadków niespełnieniem norm emisyjnych oraz zużyciem eksploatacyjnym [6]. Pozostałe powody to głównie zakończenie umowy na świadczenie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej oraz zakończenie okresu derogacji. Na **rys. 1** przedstawiono prognozy skumulowanych wartości przyrostów i redukcji mocy osiągalnej JWCD dla scenariusza pesymistycznego.
Założenia związane z jednostkami niebędącymi jednostkami centralnie dysponowanymi są takie same zarówno dla scenariusza optymistycznego, jak i pesymistycznego. W grupie nJWCD osobno rozpatrzono elektrownie i elektrociepłownie zawodowe oraz przemysłowe, nienależące do JWCD oraz odnawialne źródła energii.
Przyjęto, że moc osiągalna elektrowni i elektrociepłowni zawodowych oraz przemysłowych nienależących do grupy JWCD do 2030 roku będzie utrzymywała się na stałym poziomie. Wynika to głównie z faktu, że przewidywane przyrosty mocy w tym sektorze związane z nowymi inwestycjami są mniejsze od przewidywanych wycofań jednostek z eksploatacji [4]. W związku z tym zakłada się, że koniecznością będzie utrzymanie mocy osiągalnych tych jednostek na stałym poziomie, a więc będzie miała miejsce stopniowa odbudowa tych mocy przez przedsiębiorstwa w celu utrzymania niezbędnych mocy cieplnych.
Prognoza mocy instalacji odnawialnych źródeł energii do roku 2030 została opracowana na podstawie zestawienia aktualnych informacji prasowych z danymi zawartymi w poszczególnych dokumentach [3, 4, 6, 15, 16, 17, 18]. Na sumaryczną prognozowaną moc osiągalną odnawialnych źródeł energii składają się głównie elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne oraz wodne, z pominięciem instala- →

Rysunek 1



Prognozowane skumulowane przyrosty i redukcje mocy osiągalnej JWCD do roku 2030 wraz z wartością wypadkową – scenariusz pesymistyczny.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18].

Rysunek 2



Projekcja mocy osiągalnej do roku 2030 – scenariusz optymistyczny.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18].

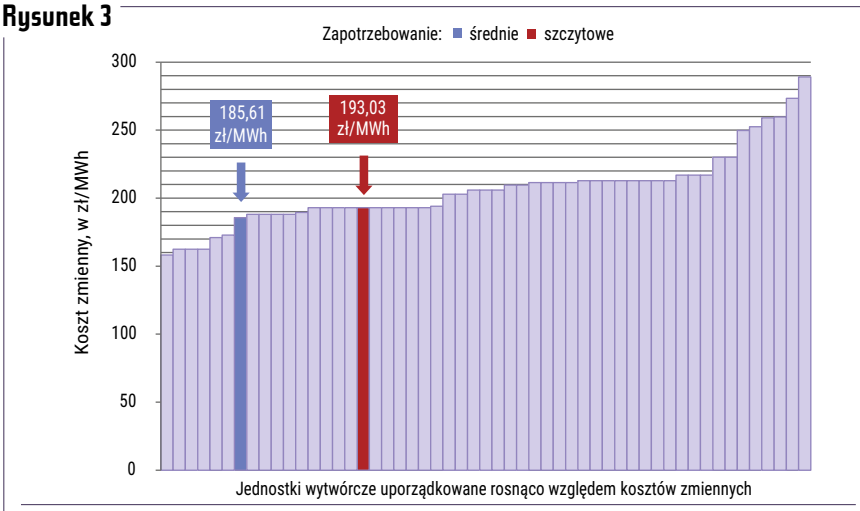
cji biomasowych, biogazowych oraz szczytowo-pompowych, gdyż zostały one uwzględnione w poprzednich grupach. Wyznaczona projekcja mocy instalacji odnawialnych źródeł energii do 2030 roku zakłada stopniowy, liniowy wzrost sumarycznej mocy osiągalnej OZE w poszczególnych okresach. Zwiększony przyrost mocy OZE w kolejnych latach jest spowodowany w głównej mierze budową nowych farm wiatrowych na lądzie oraz w trzeciej dekadzie również farm wiatrowych na morzu. Z czasem przewiduje się również lepsze uwarunkowania ekonomiczne związane z inwestycjami w instalacje fotowoltaiczne, a szybszy przyrost mocy w tym sektorze zakładany jest po roku 2025.
Przykładową projekcję mocy osiągalnej do roku 2030 dla scenariusza optymistycznego przedstawiono na **rys. 2.**

3. Budowa stosu merit order

W celu zbudowania stosu merit order w pierwszej kolejności uporządkowano, osobno dla każdego roku, poszczególne jednostki wytwórcze biorące udział w jego kształtowaniu według kosztów produkcji energii elektrycznej. Dla każdego bloku wytwórczego uwzględniono jego przybliżony koszt wytwarzania, na który składają się głównie dwie wartości: koszt zmienny danej jednostki oraz koszt emisji CO_2. Koszt zmienny (CW) to podstawowa cena wymuszenia produkcji energii elektrycznej w danej jednostce. Koszt emisji CO_2 (CCO_2) to z kolei koszt przypadający na każdą jednostkową ilość wyprodukowanej energii, który związany jest z emisją dwutlenku węgla. Cena CW zależy w głównej mierze od rodzaju spalanego paliwa i kosztów jego zakupu. W celu uproszczenia analiz założono, że jej wartość przypadająca na poszczególne jednostki jest do roku 2030 stała. Koszt CCO_2 jest natomiast zmienny w czasie, gdyż ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla ciągle się zmieniają.
Każdy blok wytwórczy cechuje się własną emisyjnością, którą wyraża się na ogół w ilości emisji dwutlenku węgla (w tonach lub kilogramach), przypadającą na każdą wyprodukowaną jednostkę energii elektrycznej. Emisyjność tę przemnożono przez prognozowaną na dany rok cenę uprawnień do emisji do roku 2030 [19]. Uwzględniono prognozowane ceny realne uprawnień do emisji, które wyznaczane są na podstawie prognozowanych cen nominalnych uwzględniających również prognozowany wskaźnik zmiany poziomu cen w gospodarce (wskaźnik inflacji) [20]. Po zsumowaniu kosztu zmiennego oraz kosztu emisji CO_2 dla danej jednostki otrzymuje się cenę odpowiadającą kosztom wytworzenia energii w pracy wymuszonej przez OSP. Cena ta w uproszczeniu wyznacza koszt podniesienia danego punktu pracy w konkretnej jednostce, gdyby w danym momencie wystąpiła taka konieczność. Koszty te dla każdego danego bloku zestawiono w uporządkowanej kolejności osobno dla każdego roku. Dane koszty dla roku 2017 to wartości, na podstawie których przeprowadzono prognozę dla pozostałych lat.
Dla jednostek, których budowa ma dopiero zostać ukończona (zgodnie z **tab. 1**), wykonano ekspercką analizę i oszacowano możliwą emisję oraz cenę CW dla tych jednostek. Podstawowa informacja uwzględniona podczas analizy to rodzaj paliwa podstawowego danego bloku oraz planowany czas ukończenia realizacji inwestycji. Dla nowych, mających dopiero powstać, jednostek wykorzystujących węgiel kamienny punktem odniesienia przy szacowaniu ich kosztów był stosunkowo nowoczesny blok Łagisza B10. Analogicznie, dla jednostki na węgiel brunatny był to blok Bełchatów B14, a dla jednostek na gaz ziemny – EC Włocławek B1. Koszty te obniżono dodatkowo o 5–10%, w zależności od danych technicznych konkretnej inwestycji oraz planowanego roku jej ukończenia.
Od prognozowanego zapotrzebowania na moc (szczytowego oraz średniorocznego) odjęto sumaryczną moc jednostek niebędących jednostkami wytwórczymi

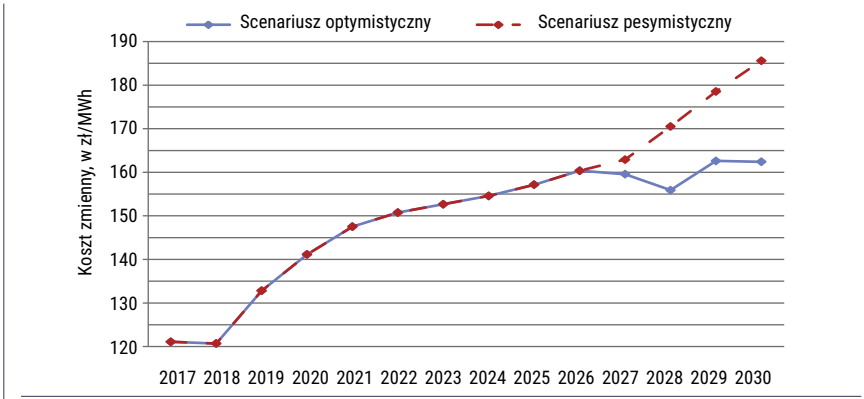
centralnie dysponowanymi, gdyż zakłada się ich niezależną pracę. Różnice te dla poszczególnych lat w okresie 2017–2030 to wartości zapotrzebowania na moc, które pokryć muszą dostępne w danej chwili JWCD. W związku z tym różnice te porównano ze skumulowaną mocą jednostek wytwórczych znajdujących się w zbudowanym stosie merit order w uporządkowanej kolejności (według kosztów wytwarzania). Cena krańcowa domykająca w danym punkcie stos to cena przypisana dla jednostki, której moc skumulowana z mocą usytuowanych przed nią jednostek jest równa różnicy danego zapotrzebowania na moc oraz mocy nJWCD.
W ten sposób zbudowano stosy merit order dla każdego roku i scenariusza. Przykładowy stos dla roku 2030 i scenariusza pesymistycznego przedstawiono graficznie na **rys. 3.**

Rysunek 3



Stos merit order dla 2030 roku – scenariusz pesymistyczny.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 19].

Rysunek 4



Dynamika zmian kosztów zmiennych domykających stos merit order dla poszczególnych lat przy średnim rocznym zapotrzebowaniu na moc.
Źródło: opracowanie własne na podstawie [3, 19].

4. Dynamika zmian kosztów domykających stos

Wyznaczone koszty zmienne domykające poszczególne stosy można zaliczyć do kosztów krańcowych (marginalnych) krótkookresowych (ang. Short-Run Marginal Costs – SRMC). Koszty krańcowe ogółem odzwierciedlają zmianę kosztów całkowitych w wyniku wzrostu produkcji o jednostkę, natomiast koszty krańcowe krótkookresowe określa się jako koszt poniesiony w celu zwiększenia podaży energii o stosunkowo małą wielkość w chwili istniejących zdolności wytwórczych [21]. Koszty SRMC odnoszą się do kosztów zmiennych pokrycia niewielkiego zwiększenia zapotrzebowania na energię, przy założeniu, że pozostaje ono w granicach istniejących zdolności wytwórczych [22]. Wyróżnia się również koszty krańcowe długookresowe (ang. Long-Run Marginal Costs – LRMC), natomiast oprócz kosztów zmiennych zakładają one również przyrost kosztów stałych, czyli między innymi koszty budowy nowych elektrowni. Przebieg kształtowania się kosztów wyznaczonych w poszczególnych stosach merit order na lata 2017–2030 jest nieregularny, jednak ogólnie utrzymuje się ich wzrostowa tendencja wraz z upływem kolejnych lat, z nielicznymi wyjątkami. Główne załamania tego trendu wynikają z wprowadzenia do użytku lub wycofania w danych latach pojedynczych jednostek wytwórczych o dużej mocy. Tendencja wzrostowa tych kosztów jest z kolei związana głównie z corocznym przyrostem zapotrzebowania na moc.

Przykładowy wykres przedstawiający dynamikę zmian kosztów zmiennych domykających stos merit order dla poszczególnych lat przy średnim rocznym zapotrzebowaniu na moc zestawiono na **rys. 4**.
Koszty te mają również wpływ na końcowe ceny energii elektrycznej, gdyż przy wzroście zapotrzebowania może ono zostać pokryte przez jednostki o wyższym koszcie wytwarzania. Tym samym w momencie pojawienia się bardziej nowoczesnego bloku wypiera on mniej rentowne bloki w stosie merit order, a pokrycie zapotrzebowania realizowane jest przy niższym koszcie wytwarzania.

Podsumowanie

Kluczową rolę dla przeprowadzonych analiz ma zagadnienie mocy osiągalnej oraz mocy dyspozycyjnej. Poszczególne projekcje zostały wyznaczone dla średnich wartości rocznych mocy osiągalnej, natomiast w rzeczywistości taka moc na pewno nie będzie mocą dyspozycyjną, czyli mocą dostępną dla operatora do zadysponowania. Jest to związane w głównej mierze z różnym wskaźnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej dla poszczególnych technologii wykorzystywanych w danych jednostkach wytwórczych. Ta sama ilość mocy zainstalowanej w różnych technologiach może przyczyniać się do całkowicie innych możliwości rzeczywistej produkcji energii elektrycznej w danym okresie. Współczynnik ten jest stosunkowo wysoki dla elektrowni cieplnych konwencjonalnych, w porównaniu z instalacjami odnawialnych źródeł energii, →

→ które bardzo rzadko pracują ze swoją mocą znamionową. Trzeba więc mieć na uwadze, że aby zastąpić produkcję energii elektrycznej na przykład z konkretnej mocy zainstalowanej elektrowni konwencjonalnej na węgiel, należy wprowadzić do użytkowania elektrownię wykorzystującą odnawialne źródła energii o kilkukrotnie wyższej mocy zainstalowanej.

Przy przeprowadzaniu analiz nie uwzględniono również okresowości pracy elektrociepłowni. Wytwarzanie energii elektrycznej w tych jednostkach zależy od ilości wytwarzanego ciepła, w związku z czym są one w większości uruchamiane sezonowo, w okresie zimowym. Dodatkowo dla jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, szczególnie tradycyjnych elektrowni konwencjonalnych cieplnych, należy jeszcze wziąć pod uwagę stosunkowo dużą awaryjność tych źródeł. W związku z tym, pomimo dużego zapasu prognozowanej mocy osiągalnej w stosunku do prognozowanego zapotrzebowania na moc, w niektórych sytuacjach awaryjnych (na przykład wystąpienie w danym okresie kilku awarii kluczowych jednostek wytwórczych oraz wyjątkowo dużego zapotrzebowania) moc dyspozycyjna dostępna dla operatora w rzeczywistości może być bardzo zbliżona do zapotrzebowania. Taka sytuacja oznaczałaby, że zapas mocy dyspozycyjnej kształtowałby się na minimalnie niskim poziomie lub mógłby nawet wystąpić deficyt mocy dyspozycyjnej.

Dla zobrazowania różnicy pomiędzy mocą osiągalną a mocą dyspozycyjną można posłużyć się przykładem wartości ubytków mocy w dniu wystąpienia maksymalnego szczytowego zapotrzebowania na moc w 2016 roku, czyli 15 grudnia. Największe ubytki mocy w tym dniu spowodowane były warunkami eksploatacyjnymi, następnie postojami awaryjnymi oraz remontami średnimi. Całkowita moc dyspozycyjna jednostek wytwórczych wynosiła około 28,03 GW, przy mocy osiągalnej równej 41,23 GW. Moc dyspozycyjna stanowiła więc tylko około 68% mocy osiągalnej.

Analogicznie, przedstawiona metoda budowy stosu merit order dla poszczególnych lat obejmuje pracę wszystkich zakładanych istniejących jednostek wytwórczych – w odniesieniu do danego zapotrzebowania, w celu ustalenia średnich cen domykających stos. Nie jest to jednak tożsame z rzeczywistą pracą tych jednostek, gdyż realna moc dyspozycyjna jest dużo niższa niż teoretyczna moc osiągalna. Nie sposób jednak przewidzieć czas wystąpienia danych awarii, które w największym stopniu mogą wpływać na kształt stosu i wypadanie z niego poszczególnych jednostek oraz przesuwanie się innych. W związku z tym analizę przeprowadzono na podstawie średnich rocznych teoretycznych wartości mocy osiągalnych. Możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w przyszłości zależy od realizacji kluczowych inwestycji w podsektorze wytwórczym. Dotyczy to nie tylko tradycyjnych technologii węglowych oraz gazowych, ale również

The merit order analysis of the Polish electric energy generation sector

The paper presents the results of performed Polish electric energy generation sector analysis, in the horizon of 2030. The analysis includes an ordered structure of particular power generators' generation cost. The paper also describes assumptions and the method of realized projection of the electric energy generation structure. ■

Piśmiennictwo

[1] Paska J., ***Wytwarzanie energii elektrycznej.*** Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2005.

[2] Agencja Rynku Energii SA, ***Inwestowanie w sektorze energetycznym – Polska na tle wybranych krajów***. Warszawa, 2016.

[3] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, ***Informacje o zasobach wytwórczych KSE według stanu na 30.11.2016***.

[4] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, ***Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025***. Konstancin-Jeziorna, 2015.

[5] Najwyższa Izba Kontroli, ***Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej – informacja o wynikach kontroli***. Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji, 2014.

[6] Raport Prezesa URE, ***Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2014–2028***. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki nr 04/2014, Warszawa, 2014.

[7] http://www.inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl. Dostęp: 2017.11.17.

[8] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, ***Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035***. Konstancin-Jeziorna, 2016.

[9] Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych SA, ***Sektor energetyczny w Polsce – profil sektorowy***. Departament Informacji Gospodarczej, 2013.

[10] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, ***Wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej***. Stan na dzień 28 kwietnia 2017 r.

[11] PGNiG Termika, ***Blok gazowo-parowy na Żeraniu***. http://www.termika.pgnig.pl. Dostęp: 17.11.2017

[12] http://www.tauron.pl. Dostęp: 7.11.2017.

[13] http://www.elektrowniaostroleka.pl. Dostęp: 7.11.2017

[14] http://www.elturow.pgegiek.pl. Dostęp: 27.11.2017.

[15] Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej, ***REMAP 2030 – Perspektywy Rozwoju Energii Odnawialnej w Polsce***, 2015.

[16] Agencja Rynku Energii SA, ***Odnawialne źródła energii (OZE) w Polsce – diagnoza stanu bieżącego oraz perspektywy rozwoju do roku 2020***. Warszawa, 2016.

[17] Ministerstwo Gospodarki, ***Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2050 roku***. Warszawa, 2015.

[18] ECOFYS, ***Prognoza realizacji celu OZE 2020 dla Polski. Raport końcowy***, 2017.

[19] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, ***Raport z rynku CO_2***, nr 59, luty 2017.

[20] http://www.nbportal.pl/slownik/pozycje-slownika/cena-realna. Dostęp: 7.11.2017.

[21] Paska J., ***Ekonomika w elektroenergetyce.*** Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2007.

[22] Korab R., ***Cenotwórstwo na rynku energii elektrycznej. Ceny węzłowe na rynku energii elektrycznej i energetyka rozproszona***. Politechnika Śląska, Gliwice, 2009.

apl. adw.
Jakub Guzikowski
Departament Przesyłu,
Wydział Wdrażania
Kodeksów Sieci PSE SA

Modernizacja jednostek wytwórczych w kontekście wymogów wynikających z Kodeksu Sieci RfG oraz z konkluzji BAT dla LCP

Streszczenie

W życie weszły zarówno NC RfG (ang. Network Code Requirements for Generators)[1], jak i konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technologii (ang. Best Available Technology – BAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (ang. Large Combustion Plants – LCP)[2]. Oba te akty ustanawiają wymogi dla instalacji wytwarzających energię elektryczną, przy czym NC RfG odnosi się do wymagań technicznych, jakie muszą spełniać moduły wytwarzania energii, aby mogły zostać przyłączone do sieci elektroenergetycznej, natomiast konkluzje BAT dla LCP dotyczą wymogów o charakterze środowiskowym dla instalacji wytwarzania energii (jedna instalacja może obejmować więcej niż jeden moduł wytwarzania energii, jeśli są one połączone wspólnym kominem), w szczególności w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Konkluzje BAT dla LCP przewidują wymogi, jakie od 17 sierpnia 2021 r. spełniać będą musiały zarówno nowe, jak i istniejące instalacje, z kolei NC RfG, co do zasady, przewiduje wymogi, jakie spełniać będą musiały przyłączane moduły wytwarzania energii od 27 kwietnia 2019 r. W odniesieniu do istniejących modułów wytwarzania energii wymogi określone w NC RfG stosowane będą jedynie w przypadku modernizacji modułów typu C lub D[3], wymagającej znaczącej zmiany „umowy przyłączeniowej", zawarcia nowej umowy lub w przypadku objęcia modułu wytwarzania energii powyższymi wymogami w drodze decyzji krajowego organu regulacyjnego na wniosek OSP. Powstaje w związku z powyższym wątpliwość, czy w przypadku modernizacji instalacji wytwarzania energii na podstawie konkluzji BAT dla LCP moduły wchodzące w skład tej instalacji zostaną także objęte wymogami wynikającymi z NC RfG. Niniejszy artykuł przedstawia potencjalne interakcje pomiędzy NC RfG i konkluzjami BAT dla LCP, a także identyfikuje wybrane wątpliwości prawne związane z przedmiotowym zagadnieniem.

1. Ogólny opis zagadnienia

17 maja 2016 r. weszło w życie NC RfG. Akt ten ustanawia warunki, jakie musi spełniać moduł wytwarzania energii (ang. Power-Generating Module – sformułowanie używane na gruncie NC RfG do określania jednostek wytwórczych), aby mógł zostać przyłączony do sieci elektroenergetycznej. Co do zasady, wymogi te spełniać będą musiały tylko nowe moduły wytwarzania energii, jednak w przypadku dokonywania znaczącej modernizacji modułów typu C lub D może zajść konieczność dostosowania ich do wymogów wynikających z NC RfG.
Z kolei 6 stycznia 2011 r. weszła w życie Dyrektywa IED[4] (ang. Industrial Emissions Directive – IED). Na podstawie Dyrektywy IED Komisja Europejska wydała decyzję ustanawiającą konkluzje BAT dla LCP, która określa środowiskowe wskaźniki referencyjne dla dużych obiektów energetycznego spalania. Decyzja została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE 17 sierpnia 2017 r.
Po upływie czterech lat od opublikowania konkluzji BAT dla LCP, co do zasady, wszystkie instalacje objęte zakresem przedmiotowym konkluzji BAT dla LCP będą zmuszone spełniać wymogi wynikające z tych konkluzji lub zamknąć działalność. Niniejszy artykuł przedstawia, jakie interakcje mogą potencjalnie zachodzić pomiędzy NC RfG a konkluzjami BAT dla LCP.

2. Opis uwarunkowań związanych z NC RfG

Zgodnie z NC RfG od dnia 27 kwietnia 2019 r. obowiązywać będą opracowane i zatwierdzone na gruncie krajowym wymogi ogólnego stosowania w zakresie

[1] Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14.04. 2016 r. ustanawiające Kodeks Sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. UE z 27.4.2016 L112/1), dalej: NC RfG

[2] Decyzja Komisji Europejskiej (UE) 2017/1442 z 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz.U. UE z 17.08.2017 r., L212/1), dalej: konkluzje BAT dla LCP

[3] Zgodnie z klasyfikacją wynikającą z NC RfG, przedstawioną w dalszej części artykułu

[4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), Dz.U. UE z 17.12.2010 r., L 334/17, dalej: dyrektywa IED

→

→ **Tabela 1. Wartości graniczne progów dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D**

Obszary synchroniczne	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu B	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu C	Wartość graniczna progu mocy maksymalnej, począwszy od którego moduł wytwarzania energii zalicza się do typu D
Europa kontynentalna	1 MW	50 MW	75 MW
Wielka Brytania	1 MW	50 MW	75 MW
Nordycki	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irlandia i Irlandia Północna	0,1 MW	10 MW	15 MW
Bałtycki	0,5 MW	10 MW	15 MW

Źródło: NC RfG.

przyłączania do sieci modułów wytwarzania energii (art. 72 NC RfG). Innymi słowy, od 27 kwietnia 2019 r. każdy przyłączany do krajowej sieci elektroenergetycznej moduł wytwarzania energii będzie musiał spełnić wymogi techniczne, opracowane przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego lub OSP oraz zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE). Wymogi opisane powyżej, co do zasady, odnosić się będą wyłącznie do modułów nowo przyłączanych do sieci (art. 4 ust. 1 NC RfG). Za istniejące moduły (które nie są objęte stosowaniem NC RfG) art. 4 ust. 2 NC RfG uznaje:

- moduły, które w dniu wejścia w życie NC RfG są już przyłączone do sieci;
- moduły, których właściciel zawarł ostateczną i wiążącą umowę zakupu podstawowej instalacji wytwórczej w terminie do 17 maja 2018 r. i powiadomił o jej zawarciu właściwego operatora systemu i właściwego OSP do 17 listopada 2018 r.

Jak zostało wskazane powyżej, moduły uznane za istniejące, co do zasady, nie są zobowiązane do spełnienia wymogów określonych na podstawie NC RfG. Wyjątki od tej zasady opisane zostały w art. 4 ust. 1 NC RfG. Zgodnie z tym przepisem moduły istniejące mają obowiązek dostosowania się do wymogów przewidzianych w NC RfG, jeśli:

- moduł zakwalifikowany do typu C lub D został zmodyfikowany w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu, zgodnie z procedurą opisaną w przepisie art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG[5];
- organ regulacyjny lub państwo członkowskie postanowiło objąć istniejący moduł wytwarzania energii wszystkimi lub niektórymi wymogami NC RfG na wniosek właściwego OSP.

Kwalifikowanie modułów do typów (B, C lub D) wymaga opracowania przez OSP (we współpracy z OSD i sąsiednimi OSP) progów mocy, czyli dolnych wartości mocy maksymalnej modułu, od których moduł kwalifikowany jest do danego typu. Próg ten dla typu C nie może być większy niż 50 MW, a dla typu D 75 MW[6].

Propozycja progów **(tab. 1)** mocy podlega zatwierdzeniu przez krajowy organ regulacyjny (art. 5 ust. 3 NC RfG).

W przypadku zatem modułów typu C i D modernizacja może powodować konieczność dostosowania się do wymogów wynikających z NC RfG.

Na tym etapie należy zwrócić uwagę na dwa istotne zagadnienia:

- W krajowej praktyce najczęściej umowy o przyłączenie są zawierane z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie nowych/powstających modułów wytwarzania energii, które jeszcze nie są przyłączone do sieci elektroenergetycznej. Po przyłączeniu oraz wypełnieniu przez strony wszystkich zobowiązań umowy te wygasają, a wymogi techniczne dla przyłączonego modułu wytwarzania energii w zakresie jego współpracy z systemem elektroenergetycznym funkcjonują w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej. Ponadto zgodnie z § 6 ust. 3 rozporządzenia systemowego[7] umowy o przyłączenie zawierane są również w przypadku zwiększenia przez podmiot przyłączany zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub w przypadku zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji lub sieci przyłączonego podmiotu. Zasady te powinny zostać wzięte pod uwagę przy określaniu procedur/kryteriów, na podstawie których operatorzy systemów będą oceniali, czy modernizacja modułów wytwarzania wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej lub znaczącej modyfikacji umowy przyłączeniowej w rozumieniu NC RfG.
- W NC RfG nie umieszczono przepisów przejściowych dotyczących modernizacji, w związku z czym powstaje wątpliwość, które modernizowane moduły typu C i D będą musiały przejść procedurę określoną w art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG. W tym wypadku należy rozstrzygnąć, który moment uznaje się za początek modernizacji, a także który moment

[5] Procedura ta polega na zgłoszeniu przez właściciela modułu wytwarzania energii do właściwego operatora systemu planowanej modernizacji obiektu lub wymiany urządzeń, jeśli zmiana taka ma wpływ na zdolności techniczne modułu wytwarzania energii. Następnie właściwy operator systemu ocenia, czy zakres modernizacji lub wymiany urządzeń jest taki, że konieczna jest nowa umowa przyłączeniowa, a jeśli tak, to powiadamia o tym właściwy organ regulacyjny. Ostatecznie organ regulacyjny decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa oraz które wymogi wynikające z NC RfG mają zastosowanie

[6] Szersze opracowanie tematu, w tym informacje o procesie opracowania progów mocy, znajduje się na stronie: https://www.pse.pl/rfg

[7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007 nr 93 poz. 623), dalej: rozporządzenie systemowe

uznaje się za początek obowiązywania wymogów wynikających z NC RfG w stosunku do modernizowanych modułów typu C lub D. Należy bowiem pamiętać, że wymogi wynikające z NC RfG mają być stosowane dopiero po upływie trzech lat od opublikowania NC RfG w Dzienniku Urzędowym UE – stosowane będą zatem od 27 kwietnia 2019 r.

3. Kwestia „umów przyłączeniowych" dla istniejących jednostek

Jak wskazywano wyżej, w krajowej praktyce, najczęściej, umowa o przyłączenie przestaje obowiązywać po zrealizowaniu wszystkich postanowień z niej wynikających, czyli po fizycznym przyłączeniu danego modułu wytwarzania energii (po przeprowadzeniu z wynikiem pozytywnym testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe przyłączanego modułu wytwarzania energii). Ponadto dla dużej części istniejących modułów wytwarzania energii, budowanych w latach 60. i 70. XX w., takie umowy w ogóle nie były zawierane, gdyż zgodnie z ówcześnie obowiązującymi przepisami[8] przyłączenie do sieci odbywało się na podstawie zatwierdzonego projektu wstępnego, poprzedzonego warunkami przyłączenia. Należy przy tym wskazać, że nie dotyczyło to przyłączania do wspólnej sieci urządzeń energetycznych budowanych lub rozbudowywanych w ramach inwestycji własnych jednostki zarządzającej wspólną siecią. W takich przypadkach zasady przyłączenia ustalane były wewnątrz tej jednostki, bez zawarcia umowy w tym zakresie. NC RfG uzależnia konieczność dostosowania modułu wytwarzania energii do wymogów technicznych wynikających z NC RfG od tego, czy modernizacja pociąga za sobą konieczność zmiany umowy przyłączeniowej w znacznym stopniu lub konieczność zawarcia nowej.

Problem wynika z użycia na gruncie prawa unijnego terminu „umowa przyłączeniowa" niezależnie od uregulowania umowy o przyłączenie na gruncie prawa krajowego. Spowodowane jest to faktem, że akty unijne tworzone są dla zróżnicowanych systemów prawnych poszczególnych państw członkowskich. Warto zauważyć, że w przypadku OSP z innych państw praktyka w tym zakresie jest różna – przykładowo holenderski OSP – TenneT zawiera jedną umowę dla farm wiatrowych – na przyłączenie i przesyłanie[9].

W powyższym zakresie wydaje się możliwa zmiana praktyki co do finalizowania umów o przyłączenie – w przypadkach ubiegania się przez podmiot o przyłączenie nowego modułu wytwarzania energii, zwiększenie mocy przyłączeniowej lub w przypadku, gdyby zgłoszona do operatora modernizacja miała znaczący charakter, właściwy operator systemu elektroenergetycznego zawierałby nową umowę o przyłączenie z właścicielem modernizowanego modułu wytwarzania energii typu C lub D, która nie byłaby rozwiązywana po przyłączeniu, zwiększeniu mocy lub znaczącej modernizacji. Umowy o przyłączenie obowiązywałyby zatem niezależnie od umów przesyłowych/dystrybucyjnych, a ich kolejne znaczące zmiany prowadziłyby do konieczności dostosowania się do kolejnych wymogów wynikających z NC RfG. Należy przy tym zaznaczyć, że zagadnienie dostosowania się do wymogów wynikających z NC RfG dotyczyć będzie jednak tylko modułów wytwarzania energii uznanych na gruncie NC RfG za istniejące, gdyż moduły uznane za nowe będą musiały spełniać wymogi wynikające z NC RfG niezależnie od przeprowadzanych modernizacji.

Do rozważenia jest również zastosowanie wykładni funkcjonalnej (celowościowej), która prowadziłaby do wniosku, że skoro w krajowej praktyce po przyłączeniu modułu do sieci elektroenergetycznej umowa o przyłączenie wygasa, a wszystkie aspekty techniczne regulowane są w stosownych załącznikach do umowy przesyłowej/dystrybucyjnej, to jako „umowę przyłączeniową" na gruncie NC RfG uznać można fragmenty techniczne umów przesyłowych/dystrybucyjnych. Prowadziłoby to do sytuacji, w której po ustaleniu przez operatora, zmiana których parametrów uznana jest za znaczącą (czyli w rozumieniu NC RfG: powodowałaby konieczność zawarcia nowej umowy przyłączeniowej), planowana modernizacja pociągająca ich zmianę powinna zostać zgłoszona przez właściciela modułu wytwarzania energii do właściwego operatora systemu. Na późniejszym etapie – jeśli modernizacja prowadzi do zmiany istotnych parametrów technicznych, wskazanych w umowie, wprowadza się stosowne zmiany do umowy przesyłowej/dystrybucyjnej, co uznane byłoby za równoznaczne z dokonaniem znaczącej zmiany w umowie przyłączeniowej, przewidzianej w NC RfG. W takim przypadku Prezes URE w drodze decyzji postanawia, które wymogi wynikające z NC RfG modernizowany moduł miałby spełniać.

Jednakże to podejście może być w sprzeczności z zapisami § 6 ust. 3 rozporządzenia systemowego, wskazującymi, że zmiana dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji lub sieci przyłączonego podmiotu wymaga złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, a co za tym idzie zawarcia nowej umowy o przyłączenie. Podejście to powinno być stosowane raczej do przypadków modernizacji niezakwalifikowanej jako znacząca, czyli niepowodującej konieczności zawierania nowej umowy przyłączeniowej lub jej znaczącej modyfikacji, zgodnie z NC RfG.

Biorąc pod uwagę powyższe, ogromne znaczenie ma określenie procedury/kryteriów, na podstawie których operatorzy systemów będą oceniali, czy modernizacja modułów wytwarzania wymaga zawarcia nowej umowy o przyłączenie lub znaczącej zmiany istniejącej umowy o przyłączenie (lub postanowień obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania); zasady pozwolą na określenie i przekazanie właścicielom modułów wytwarzania ogólnych warunków, jakie będą uwzględniane przez operatorów przy dokonywaniu oceny, jednakże szczegółowa ocena dokonywana będzie po otrzymaniu przez nich stosownych zgłoszeń od właścicieli modułów wytwarzania energii. Przy formułowaniu procedur/kryteriów racjonalne wydaje się wzięcie pod uwagę obecnych zasad wskazanych w § 6 ust. 3 rozporządzenia systemowego, doty-

[8] Ustawa z 30 maja 1962 r. o gospodarce paliwowo-energetycznej (Dz.U. 1962 nr 32 poz. 150) oraz Zarządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z 24 sierpnia 1964 r. w sprawie zasad przyłączania do wspólnej sieci urządzeń do wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, rozdzielania i odbioru energii elektrycznej i cieplnej oraz paliw gazowych (M.P. 1964 nr 62 poz. 286)

[9] https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Offshore_CTA_Model_1_November_2017_English.pdf

→

→ czących zawierania nowych umów o przyłączenie dla modułów wytwarzania energii, które są już przyłączone do sieci.

4. Brak przepisów przejściowych dotyczących modernizacji

Kolejnym zagadnieniem, które należy poruszyć, jest brak przepisów przejściowych w zakresie modernizacji. Zgodnie z zasadą wyrażoną w art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG istniejący moduł typu C lub D ma obowiązek dostosowania się do wymogów przewidzianych w NC RfG, jeśli został zmodyfikowany w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu, zgodnie z procedurą opisaną w przepisie art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG, a Prezes URE w drodze decyzji postanowi, jakie wymogi wynikające z NC RfG musi spełniać modernizowany moduł wytwarzania energii.

W przypadku nowych modułów wytwarzania energii legislator ustalił zasady przejściowe, tj. warunki, jakie musi spełniać moduł wytwarzania energii jeszcze nieprzyłączony do sieci, aby być uznany za istniejący (art. 4 ust. 2 lit. b) NC RfG). Regulacja taka ma na celu wyłączenie zastosowania wymogów wynikających z NC RfG w stosunku do modułów wytwarzania energii, których budowa jest już na zaawansowanym poziomie, ale nie zostały jeszcze przyłączone do sieci elektroenergetycznej.

NC RfG przewiduje, że chociaż moduł wytwarzania energii w momencie wejścia w życie NC RfG nie był przyłączony do sieci, to jednak może zostać uznany za istniejący, jeśli faza jego planowania jest już zaawansowana (co jest zgodne z motywem (8) NC RfG).

Mając na uwadze, że wymogi ogólnego stosowania nie zostały jeszcze zatwierdzone przez Prezesa URE (ma to nastąpić do 17 listopada 2018 r.), ich stosowanie rozpoczyna się od 27 kwietnia 2019 r., a w okresie pomiędzy wejściem w życie NC RfG i początkiem stosowania wymogów ogólnego stosowania wymogów tych nie stosuje się do nowo przyłączanych modułów (na podstawie art. 4 ust. 2 lit. b) NC RfG), należy przyjąć, że procedura modernizacji opisana w art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG nie ma zastosowania. Innymi słowy, moduły, których modernizacja zakończyła się przed początkiem stosowania wymogów ogólnego stosowania, nie powinny być zobowiązane do dostosowania się do wymogów wynikających z NC RfG. Właściciele tych modułów nie powinni zatem być zobowiązani do zgłaszania swoich planów modernizacyjnych operatorowi systemu na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a) pkt (i) NC RfG (praktyka zgłaszania planowanych modernizacji powinna być realizowana zgodnie z regulacjami krajowymi). Powstaje jednak wątpliwość, jak traktować należy moduły, których modernizacja trwa obecnie lub rozpocznie się przed 27 kwietnia 2019 r., a jej zakończenie przypadać będzie po tej dacie. W takiej sytuacji racjonalne wydaje się przyjęcie, że moduły, które rozpoczęły modernizację przed dniem 27 kwietnia 2019 r., co do zasady, nie powinny być objęte koniecznością dostosowania do wymogów wynikających z NC RfG, w szczególności jeżeli prace modernizacyjne są już zaawansowane, a właściciel modernizowanego modułu poinformował o tym właściwego operatora systemu i realizuje proces modernizacji zgodnie z uregulowaniami krajowymi.

Przy przyjęciu takiego podejścia rozstrzygnięcia wymaga określenie momentu rozpoczęcia modernizacji. Zgodnie z art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG procedura modernizacji, która pociąga za sobą dla modułów typu C i D konieczność dostosowania do wymogów wynikających z NC RfG, rozpoczyna się od poinformowania o planowanej modernizacji właściwego operatora. Jednakże samo rozpoczęcie procedury w postaci dokonania zgłoszenia do operatora nie jest/nie musi być tożsame z rozpoczęciem faktycznej modernizacji obiektu. Rozpoczęciem modernizacji może być np. rozpoczęcie prac budowlano-modernizacyjnych na obiekcie, które będą skutkowały ograniczeniem zakresu jej pracy lub jej czasowym całkowitym wyłączeniem z eksploatacji. W takim wypadku, jeżeli modernizacja rozpoczynałaby się przed 27 kwietnia 2019 r., w odniesieniu do modułu wytwarzania energii zastosowanie miałyby dotychczasowe wymogi, nie byłoby konieczności dostosowania do wymogów wynikających z NC RfG. Jeśli bowiem przyjąć, że momentem rozpoczęcia modernizacji jest data jej zgłoszenia właściwemu operatorowi, to takie podejście może budzić wątpliwości co do zgodności z celami NC RfG, by, co do zasady, każda znacząca modernizacja modułów typu C i D powodowała konieczność dostosowania modułu do wymogów wynikających z NC RfG. Innym racjonalnym rozwiązaniem mogłoby być odwołanie się *per analogiam* do przepisów przejściowych dla budowanych modułów (tj. objęcia modernizowanych modułów wymogami NC RfG w przypadku wykazania przez ich właścicieli w określonym terminie odpowiedniego poziomu zaawansowania procesu modernizacji), jednak wydaje się, że brak jest dostatecznej podstawy prawnej dla zastosowania takiego rozwiązania.

5. Procedura modernizacyjna

W tym miejscu wskazać należy niejasności związane z procedurą modernizacyjną. Po pierwsze, art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG przewiduje procedurę obejmowania modernizowanych modułów wymogami wynikającymi z NC RfG, w sytuacji, w której właściciel modułu wypełnia obowiązek zgłoszenia do właściwego operatora informacji o planowanej modernizacji. Po otrzymaniu zgłoszenia operator systemu ocenia, czy modernizacja pociągać będzie za sobą konieczność zawarcia nowej umowy o przyłączenie i jeśli uzna, że tak, to informuje o tym krajowy organ regulacyjny (Prezesa URE). Nie jest jednak jasne, czy w przypadku, kiedy właściciel modułu wytwarzania energii nie zgłosi tego faktu właściwemu operatorowi systemu, ten ostatni ma możliwość rozpoczęcia procedury z urzędu.

Wątpliwość budzi także sytuacja, w której umowa przyłączeniowa wymaga znacznej zmiany, ale nie jest konieczne zawarcie nowej umowy – ponieważ w takim przypadku operator systemu nie jest zobowiązany do przekazania stosownej informacji do Prezesa URE. Z kolei na podstawie NC RfG krajowy organ regulacyjny, po otrzymaniu informacji od operatora systemu, w ramach rozstrzygnięcia ma prawo zdecydować bądź o konieczności zawarcia nowej umowy o przyłączenie, bądź o tym, czy należy w znacznym stopniu zmienić dotychczasową. Jeśli w ocenie Prezesa URE umowa o przyłączenie wymaga znacznej

zmiany lub konieczne jest zawarcie nowej umowy, Prezes URE ustala wymogi z NC RfG, które musi spełnić modernizowany moduł wytwarzania energii.

6. Opis uwarunkowań związanych z BAT

Na podstawie art. 13 ust. 5 w zw. z art. 75 dyrektywy IED Komitet art. 75 dyrektywy IED w dniu 28 kwietnia 2017 r. przyjął konkluzje BAT dla LCP, określając wymogi emisyjne, jakie spełniać muszą instalacje objęte konkluzjami. W dniu 17 sierpnia 2017 r. Decyzja Komisji Europejskiej w sprawie konkluzji BAT dla LCP została formalnie opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE, rozpoczynając czteroletni termin na dostosowanie instalacji do konkluzji BAT dla LCP.

Zgodnie ze wstępem do Załącznika do Decyzji w sprawie konkluzji BAT dla LCP konkluzje te dotyczą obiektów energetycznego spalania paliw, o całkowitej mocy dostarczanej w paliwie[10] nie mniejszej niż 50 MW, a ponadto do bezpośrednio związanych z nimi niektórych instalacji zgazowania węgla lub innych paliw oraz spalarni i współspalarni odpadów. Należy tym samym podkreślić, że o ile NC RfG odnosi się do pojedynczych modułów wytwarzania energii, o tyle konkluzje BAT dla LCP dotyczą instalacji, w których skład wchodzić może więcej niż jeden moduł wytwarzania energii, jeśli są one połączone wspólnym kominem. Tym samym w skład jednej instalacji w rozumieniu Dyrektywy IED wchodzić może kilka modułów wytwarzania energii w rozumieniu NC RfG, a całkowita moc dostarczona w paliwie nie mniejsza niż 50 MW liczona będzie jako suma mocy dostarczonych w paliwie dla poszczególnych modułów wytwarzania energii wchodzących w skład instalacji (zgodnie z art. 29 ust. 1 Dyrektywy IED). Przy obliczaniu mocy dostarczonej w paliwie dla instalacji składającej się z więcej niż jednego modułu wytwarzania energii nie uwzględnia się modułów wytwarzania energii, których nominalna moc dostarczona w paliwie wynosi mniej niż 15 MW (art. 29 ust. 3 Dyrektywy IED).

Warto przy tym zwrócić uwagę, że spod zakresu konkluzji zostały wyłączone niektóre instalacje spalania, jak np. jednostki wykorzystujące paliwa rafineryjne, w zakresie, w jakim wynika to z konkluzji BAT w odniesieniu do rafinacji ropy naftowej i gazu.

Dyrektywa IED, jako dyrektywa Unii Europejskiej, zgodnie z art. 288 ust. 3 TFUE wymagała implementacji do krajowego porządku prawnego. Przepisy dyrektywy IED zostały implementowane do polskiego prawa w drodze Ustawy z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska[11]. Ustawa weszła w życie 5 września 2014 r.

Konkluzje BAT dla LCP są podstawą do wydawania pozwoleń zintegrowanych dla przedsiębiorstw przez właściwe organy ochrony środowiska. Istniejące instalacje wytwarzania energii będą musiały dostosować się do nowych wymogów emisyjnych w ciągu czterech lat od daty publikacji decyzji przyjmującej przepisy, a więc do 17 sierpnia 2021 r., zgodnie z art. 21 ust. 3 Dyrektywy IED. Jeśli instalacja nie dostosuje się do konkluzji BAT dla LCP w powyższym terminie i nie uzyska stosownego odstępstwa, może to skutkować wstrzymaniem eksploatacji instalacji.

W tym celu właściwy organ dokonuje analizy warunków istniejącego pozwolenia zintegrowanego nie później niż w terminie sześciu miesięcy od dnia publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej konkluzji BAT odnoszących się do głównej działalności danej instalacji (art. 215 ust.1 POŚ[12]) – w przypadku konkluzji BAT dla LCP do 17 lutego 2018 r.

Zgodnie z art. 378 ust. 2a pkt 1 POŚ organem właściwym w sprawach przedsięwzięć i zdarzeń na terenach zakładów, gdzie jest eksploatowana instalacja, która jest kwalifikowana jako przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu ustawy z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku […][13] jest marszałek województwa. Za instalacje mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko uważa się m.in. elektrownie konwencjonalne, elektrociepłownie lub inne instalacje do spalania paliw w celu wytwarzania energii elektrycznej lub cieplnej, o mocy cieplnej nie mniejszej niż 300 MW rozumianej jako ilość energii wprowadzonej w paliwie do instalacji w jednostce czasu przy ich nominalnym obciążeniu, zgodnie z § 2 pkt 1 ppkt 1 Rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko[14]. W odniesieniu do pozostałych instalacji organem właściwym do wydania pozwolenia będzie starosta, zgodnie z art. 378 ust. 1 POŚ w zw. z art. 183 ust. 1 POŚ.

Po zakończeniu analizy właściwy organ niezwłocznie przekazuje wyniki analizy prowadzącemu instalację oraz ministrowi właściwemu do spraw środowiska za pomocą środków komunikacji elektronicznej (art. 215 ust. 3 POŚ). Jeśli analiza wykaże konieczność zmiany pozwolenia zintegrowanego, właściwy organ przekazuje prowadzącemu instalację informację o konieczności dostosowania instalacji do wymagań wynikających z konkluzji BAT, w terminie nie dłuższym niż cztery lata od dnia publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej konkluzji BAT. Organ wzywa jednocześnie prowadzącego instalację do wystąpienia z wnioskiem o zmianę pozwolenia w terminie roku od dnia doręczenia wezwania, określając zakres tego wniosku mający związek ze zmianami wyni-

[10] Jest to sformułowanie używane w dyrektywie IED, chociaż nie zostało tam zdefiniowane. W angielskiej wersji mowa o „total rated thermal input". Zgodnie z dokumentem wyjaśniającym do Załącznika 1 do Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE z 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającej dyrektywę Rady 96/61/WE: „Thermal input in the context of GHG emitting processes means all input in the form of fuels. Thus, if a furnace can use both, electrical heating or heating by combustion of fuels, only the fuel related input is used for the calculation. In cases, where various proportions of heat input can be used, the maximum of fuel related input is assumed". Dokument jest dostępny na stronie: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf

[11] Ustawa z 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 21 sierpnia 2014 r., poz. 1101)

[12] Ustawa z 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska, tj. z 10 lutego 2017 r. (Dz.U. z 2017 r. poz. 519), dalej: POŚ

[13] Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko z dnia 3 października 2008 r., tj. z 22 czerwca 2017 r. (Dz.U. z 2017 r. poz. 1405)

[14] Rozporządzenie Rady Ministrów z 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, tj. z 21 grudnia 2015 r. (Dz.U. z dnia 18 stycznia 2016 r. poz. 71)

→

→ kającymi z dokonanej analizy (art. 215 ust. 4 POŚ). Po złożeniu stosownego wniosku właściwy organ wydaje decyzję administracyjną, w której określa maksymalny termin na dostosowanie się do konkluzji BAT – termin ten nie może być dłuższy niż cztery lata od dnia publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej konkluzji BAT (art. 215 ust. 5 POŚ).

Oznacza to, że po upływie czterech lat od publikacji decyzji w sprawie konkluzji BAT dla LCP (czyli do 17 sierpnia 2021 r.), co do zasady, wszystkie instalacje uznane za LCP, objęte zakresem konkluzji BAT dla LCP, będą musiały dostosować się do wymogów w nich zawartych. Należy bowiem podkreślić, że konkluzje BAT mają charakter wiążący, w przeciwieństwie do dokumentu referencyjnego BREF (ang. Best Available Techniques Reference Document) dla LCP[15]. Jak wskazano powyżej, konkluzje BAT dla LCP odnoszą się do instalacji energetycznego spalania paliw, o całkowitej mocy dostarczanej w paliwie nie mniejszej niż 50 MW – oznacza to, że łączna moc maksymalna modułów wchodzących w skład danej instalacji jest odpowiednio niższa (przykładowo przy sprawności instalacji 35% byłoby to 17,5 MWe). Tym samym moduły wchodzące w skład instalacji zobowiązanej do dostosowania się do konkluzji BAT dla LCP mogą potencjalnie dotyczyć także modułów sklasyfikowanych jako moduły typu C lub D na gruncie NC RfG, dla których NC RfG przewiduje procedurę modernizacji, o której mowa we wcześniejszych punktach opracowania.

Warto jednak zwrócić uwagę, że dyrektywa IED przewiduje odstępstwa od konieczności dostosowania się instalacji do części wymogów, wynikających z Dyrektywy IED (które dopracowane są na gruncie konkluzji BAT).

Na podstawie art. 15 ust. 4 Dyrektywy IED, implementowanego do polskiego prawa art. 204 ust. 2 POŚ, istnieje możliwość uzyskania odstępstwa polegającego na konieczności spełniania mniej restrykcyjnych dopuszczalnych wielkości emisji. Właściwy organ może zezwolić na mniej restrykcyjne wielkości emisji, jeśli pełne dostosowanie do konkluzji BAT dla LCP prowadziłoby do nieproporcjonalnie wysokich kosztów w stosunku do korzyści dla środowiska, ze względu na położenie geograficzne danej instalacji lub lokalne warunki środowiskowe lub charakterystykę techniczną danej instalacji.

Ponadto zgodnie z art. 15 ust. 4 Dyrektywy IED, właściwy organ, wydając decyzję o zmianie pozwolenia zintegrowanego, może uwzględnić mniej restrykcyjne poziomy emisji, nie może jednak określić wartości przekraczających dopuszczalne wielkości emisji określone w załącznikach do Dyrektywy IED. Uwzględnienie mniej restrykcyjnych poziomów emisji zależy ponadto od spełnienia warunku, aby osiągnięcie zgodności z konkluzjami BAT było związane z nieproporcjonalnie wysokimi kosztami w stosunku do korzyści dla środowiska, ze względu na położenie geograficzne danej instalacji, lokalne warunki środowiskowe lub charakterystykę techniczną danej instalacji. Wykazanie spełnienia powyższych warunków powinno zostać uwzględnione we wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego, zawierającego zatem równocześnie wniosek o uwzględnienie mniej restrykcyjnych poziomów emisji.

Ponadto przykładowo wskazać można także inne odstępstwa od obowiązku dostosowania się do wymogów wynikających z BAT, przewidziane w art. 33 i 35 Dyrektywy IED (katalog niepełny):

- art. 33 Dyrektywy IED – możliwość uzyskania do 31 grudnia 2023 r. przez obiekt energetycznego spalania zwolnienia z przestrzegania dopuszczalnych wielkości emisji, o których mowa w art. 30 ust. 2 Dyrektywy IED oraz, w stosownych przypadkach, z przestrzegania stopni odsiarczania, o których mowa w art. 31, przy spełnieniu warunków określonych w przepisie, w tym warunku eksploatacji obiektu w powyższym terminie przez nie więcej niż 17 500 godzin;
- art. 35 Dyrektywy IED – możliwość uzyskania do 31 grudnia 2022 r. przez obiekt energetycznego spalania zwolnienia z przestrzegania dopuszczalnych wielkości emisji, o których mowa w art. 30 ust. 2 Dyrektywy IED, oraz, w stosownych przypadkach, z przestrzegania stopni odsiarczania, o których mowa w art. 31, przy spełnieniu warunków określonych w przepisie, w tym warunek całkowitej nominalnej mocy obiektu energetycznego spalania dostarczonej w paliwie nieprzekraczającej 200 MW oraz warunek, aby co najmniej 50% produkcji ciepła użytkowego wytwarzanego w obiekcie dostarczane było w postaci pary lub gorącej wody do publicznej sieci ciepłowniczej.

7. Modernizacje na gruncie NC RfG a konkluzje dotyczące BAT

Mając na uwadze wszystkie kwestie poruszone w niniejszym opracowaniu, potencjalnie może dojść do sytuacji, w której moduły wytwarzania energii zaklasyfikowane na podstawie NC RfG jako moduły typu C lub D, wchodzące w skład obiektu zobowiązanego do dostosowania się do konkluzji BAT dla LCP, zostaną również objęte, w drodze decyzji Prezesa URE, obowiązkiem dostosowania się do wymogów wynikających z NC RfG. Sytuacja taka wystąpi, jeśli wskutek planowanej modernizacji dojdzie do znacznej zmiany umowy przyłączeniowej lub konieczności zawarcia nowej umowy.

Zgodnie z przeprowadzoną w niniejszym artykule analizą modernizacje modułów wytwarzania energii typu C i D, które rozpoczną się przed 27 kwietnia 2019 r., nie wydają się prowadzić do konieczności dostosowania się do wymogów wynikających z NC RfG. Kwestia ta jednakże powinna zostać rozstrzygnięta przez operatorów.

Jak już sygnalizowano powyżej, nie jest jednak jasne, który moment powinien zostać uznany za początek modernizacji, która pociągać będzie za sobą konieczność wydania przez Prezesa URE decyzji co do dostosowania się modułu do wymogów wynikających z NC RfG.

W związku z powyższym, jako element procesu wdrażania Kodeksów Sieci i Wytycznych, operatorzy systemu będą musieli doprecyzować procedury modernizacji, określone w art. 4 ust. 1 lit. a) NC RfG poprzez uszczegółowienie zasad wyrażonych w tym przepisie. W szczególności powinno zostać przesądzone, jaki moment uznawany będzie za początek modernizacji. Powyższe przekładać się będzie bowiem bezpośrednio na konieczność bądź brak konieczności dostosowania się części modernizowanych modułów wytwarzania energii typu C lub D do wymogów wynikających z NC RfG.

[15] Dostępny na stronie: http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP_FinalDraft_06_2016.pdf

OSP oraz OSD zrzeszeni w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej prowadzą działania mające na celu rozstrzygnięcie wskazanych powyżej wątpliwości dotyczących kwestii modernizacji wynikających z NC RfG.

Prowadzący instalację obejmującą moduły wytwarzania energii powinien złożyć wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego w celu dostosowania się danej instalacji wytwarzania energii do konkluzji BAT dla LCP w ciągu roku od otrzymania wezwania w tym zakresie od właściwego organu. Wezwanie z kolei powinno zostać przedłożone prowadzącemu instalację niezwłocznie po zakończeniu analizy, którą organ jest zobowiązany przeprowadzić w ciągu pół roku od publikacji konkluzji dotyczących BAT dla LCP (tj. do 17 lutego 2018 r). Tym samym wniosek powinien zostać złożony najpóźniej w ciągu około półtora roku od publikacji konkluzji BAT dla LCP w Dzienniku Urzędowym UE (tj. w lutym 2019 r., z uwzględnieniem czasu dostarczenia poszczególnych dokumentów). Następnie, zgodnie z art. 209 ust. 2 POŚ, organ na wydanie pozwolenia ma sześć miesięcy od dnia złożenia wniosku i w decyzji określa termin, nie dłuższy niż cztery lata od dnia publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej konkluzji BAT dla LCP, dostosowania instalacji do nowych wymagań określonych w tej decyzji.

Oznacza to, że w praktyce dopiero po upływie około dwóch lat od daty publikacji konkluzji BAT dla LCP (czyli w sierpniu 2019 r.) prowadzący instalację pozna decyzję, z której wynikać będzie dokładny zakres koniecznej modernizacji wynikającej z obowiązku dostosowania do wymogów konkluzji BAT dla LCP i będzie mógł zgłosić plan modernizacji do właściwego operatora systemu. Zatem dopiero po tym terminie, na podstawie zgłoszenia od prowadzącego instalację, właściwy operator systemu będzie mógł dokonać oceny, czy zakres modernizacji realizowany w związku z dostosowaniem do konkluzji BAT dla LCP instalacji obejmującej moduły wytwarzania energii wymaga nowej umowy przyłączeniowej.

Każdorazowo właściwy operator systemu będzie musiał zatem oceniać, czy modernizacja instalacji, zawierającej moduły wytwarzania energii, w tym taka, która wymuszana jest wejściem w życie konkluzji BAT dla LCP, zgłaszana operatorowi, może spowodować konieczność zawarcia nowej umowy o przyłączenie lub jej znaczącej zmiany dla modułów wchodzących w skład tej instalacji. W tym celu należy przede wszystkim określić procedurę/kryteria, na podstawie których operatorzy systemów będą oceniali, czy modernizacja modułów wytwarzania wymaga zawarcia nowej umowy o przyłączenie lub znaczącej zmiany istniejącej umowy o przyłączenie (lub postanowień obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania). Ponadto należy rozstrzygnąć wskazaną w artykule wątpliwość co do rozumienia „umowy przyłączeniowej" w kontekście praktyki krajowej, zgodnie z którą w przypadku przyłączania do sieci przesyłowej umowa o przyłączenie wygasa po przyłączeniu modułu wytwarzania energii do sieci elektroenergetycznej, a warunki techniczne przepisywane są do stosownego załącznika do umowy przesyłowej/dystrybucyjnej.

Jeśli modernizacja wynikająca z konkluzji dotyczących BAT dla LCP pociągać będzie za sobą nie tylko zmiany bezpośrednio w urządzeniach służących zmniejszeniu wpływu instalacji na środowisko, również na postanowienia umowy o przyłączenie lub przesyłowej/dystrybucyjnej, może pojawić się konieczność dostosowania modernizowanego modułu typu C lub D, wchodzącego w skład tej instalacji, do wymogów wynikających z NC RfG.

Należy mieć przy tym na uwadze, że zgodnie z art. 60–65 NC RfG, w odniesieniu do modułów wytwarzania, do których będą miały zastosowanie wymogi wynikające z NC RfG, istnieje możliwość uzyskania odstępstw od konieczności spełnienia wymogów wynikających z tego aktu prawnego. W tym celu konieczne jest spełnienie kryteriów określonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 61 ust. 1 NC RfG. Kryteria te zostały określone w Komunikacie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki[16].

Podsumowując: z Dyrektywy IED wynika możliwość uzyskania określonych odstępstw od konieczności dostosowania się do konkluzji BAT dla LCP, z kolei na gruncie NC RfG istnieją możliwości uzyskania odstępstw od spełniania wymogów NC RfG, w tym również w przypadku modernizacji, powodujących konieczność zmiany/zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, zgodnie z decyzją krajowego organu regulacyjnego.

Podsumowanie

- W terminie czterech lat od opublikowania Decyzji w sprawie konkluzji dotyczących BAT dla LCP – czyli do dnia 17 sierpnia 2021 r. – instalacje objęte konkluzjami BAT dla LCP, co do zasady, będą zmuszone dostosować się do wymogów środowiskowych przewidzianych w tym dokumencie.
- Od 27 kwietnia 2019 r. wszystkie nowe moduły wytwarzania energii przyłączane do sieci elektroenergetycznej będą musiały spełniać wymogi techniczne, przewidziane przez NC RfG.
- Od tego momentu również modernizowane moduły wytwarzania energii typu C i D zobowiązane będą do dostosowania się do wymogów wynikających z NC RfG, o ile w wyniku modernizacji powstanie konieczność zawarcia nowej umowy o przyłączenie lub znaczącej zmiany istniejącej.
- W celu ustalenia, czy modernizowane moduły wytwarzania typu C i D będą objęte wymogami technicznymi przewidzianymi przez NC RfG, konieczne będzie rozstrzygnięcie przez operatorów systemów następujących kwestii:
  - » określenie procedury/kryteriów, na podstawie których operatorzy systemów będą oceniali, czy modernizacja modułów wytwarzania wymaga zawarcia nowej umowy o przyłączenie lub znaczącej zmiany istniejącej umowy o przyłączenie (lub postanowień obowiązujących umów o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania); zasady pozwolą na określenie i przekazanie właścicielom modułów wytwarzania energii ogólnych warunków, jakie będą uwzględniane przez operatorów przy dokonywaniu oceny, jednakże szczegółowa ocena dokonywana będzie po otrzymaniu przez nich stosownych zgłoszeń od właścicieli modułów wytwarzania; przy formułowaniu

[16] https://www.ure.gov.pl/download/1/8868/KomunikatPrezesaUREnr722017.pdf

→

→ procedur/kryteriów racjonalne wydaje się wzięcie pod uwagę obecnych zasad wskazanych w § 6 ust. 3 rozporządzenia systemowego, dotyczących zawierania nowych umów o przyłączenie dla modułów wytwarzania energii, które są już przyłączone do sieci;
  - » określenie momentu/zdarzenia, który kwalifikowany jest jako moment rozpoczęcia modernizacji modułu wytwarzania energii, a zatem, od którego momentu operator systemu i organ regulacyjny będą mogli wymagać od modernizowanego modułu wytwarzania energii typu C lub D dostosowania się do wymogów wynikających z NC RfG (dla modernizacji, które rozpoczęłyby się przed 27 kwietnia 2019 r.);
  - » dokonanie rozstrzygnięć w zakresie zmian obowiązujących umów o przyłączenie lub umów przesyłowych/dystrybucyjnych w przypadkach, o których mowa w NC RfG, tj. gdy w ocenie operatora lub organu regulacyjnego zakres modernizacji wymaga nowej umowy o przyłączenie lub istotnej zmiany dotychczasowej umowy o przyłączenie, w tym w sytuacji, gdy umowy o przyłączenie nie były zawierane, wygasły i ich postanowienia zostały odpowiednio uwzględnione w umowach przesyłowych/dystrybucyjnych.
- W odniesieniu do każdego modułu wytwarzania energii typu C lub D należy ocenić od strony technicznej, czy właściciel modułu, wchodzącego w skład instalacji zobowiązanej do dostosowania swoich zdolności technicznych do konkluzji BAT dla LCP, powinien zawrzeć nową umowę o przyłączenie (umowę przesyłania/dystrybucyjną) lub też znacząco zmienić obecnie istniejącą. Jeśli bowiem byłoby to konieczne, dany moduł zostanie zobowiązany (o ile nie uzyska stosownego odstępstwa na podstawie NC RfG), do dostosowania swoich zdolności technicznych do wymogów wynikających z NC RfG.
- Właściciel modułu wytwarzania energii będzie mógł wystąpić do krajowego organu regulacyjnego z wnioskiem o udzielenie odstępstw na podstawie NC RfG, jeśli jego moduł będzie podlegał wymogom wynikającym z NC RfG (w tym jeśli moduł typu C lub D podlega modernizacji), lub skorzystać z jednej z derogacji przewidzianych przez dyrektywę IED.

Power-generating modules' modernization in the context of requirements resulting from Network Code Requirements for Generators and from BAT conclusions for large combustion plants

As both NC RfG and BAT conclusions for LCP entered into force and both these acts establish requirements, which generating units are obliged to fulfil, it is important to analyse these acts to identify interdependencies between them. BAT conclusions for LCP provide environmental requirements for both new and existing installations (which can consist of more than one power-generating modules) and NC RfG, as a rule, provide technical requirements only for new modules. However, existing module shall also comply with NC RfG requirements if it has been modernised to such an extent that its connection agreement must be substantially revised, or if national regulatory authority decided to make an existing power-generating module subject to all or some of the requirements of NC RfG, following proposal from the relevant operator. In this situation concerns may raise, if existing modules, being part of the installation, which is modernized in order to comply with BAT conclusions for LCP, shall also comply with NC RfG requirements, following the proper procedure described in NC RfG. The article presents the potential interdependencies between NC RfG and BAT conclusions for LCP and chosen problematic implementation issues resulting from abovementioned acts. ■

mgr inż. Kinga Bojda,
PSE Innowacje

Rentowność oraz rozbudowa oferty produktowej spółek energetycznych dedykowanej gospodarstwom domowym jako zachęta do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej

Streszczenie

W artykule przedstawiono porównanie wybranych ofert taryfowych dla gospodarstw domowych obejmujących ofertę podstawową w formie energii elektrycznej i ofertę dodatkową zawierającą promocyjne produkty i usługi. Zabieg ten miał na celu rozważenie rentowności zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz kwestii wpływu uatrakcyjniania oferty sprzedażowej spółek obrotu na statystykę zmian sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce.

Wprowadzenie

Wraz ze wzrostem podaży popyt na rynku energii elektrycznej określa jego kierunki rozwoju. Rosnąca konkurencja na rynku powoduje, że przedsiębiorstwa energetyczne w coraz większym stopniu poszukują nowych usług, które mogą zaproponować swoim klientom. Spółki obrotu, czyli przedsiębiorstwa oferujące sprzedaż energii elektrycznej, zachęcane są do tworzenia nowych produktów w celu zwiększenia swojej atrakcyjności widzianej z perspektywy konsumenta. Wprowadzanie konkurencyjnej oferty może decydować o zmianie sprzedawcy energii elektrycznej, a co za tym idzie o pozyskaniu klienta przez daną spółkę energetyczną. Dlatego też, oprócz oferowania podstawowych towarów, liczący się na rynku gracze wprowadzają dodatkowe produkty. Dla gospodarstw domowych są to m.in.:

- oferta dual – fuel[1],
- pakiet MS Office,
- serwisant 24 h,
- elektryk 24 h,
- certyfikat TÜV, świadczący o pochodzeniu energii ze źródeł odnawialnych,
- prywatna służba zdrowia,
- niezależność od wahań ceny energii,
- możliwość wyboru długości trwania umowy,
- wymiana żarówek na energooszczędne,
- 10 darmowych godzin dziennie korzystania z energii elektrycznej.

Oferowanie dodatkowego produktu wraz z energią elektryczną jest elementem techniki cross-sellingu, tzw. sprzedaży krzyżowej. Jest to strategia marketingowa, która poprzez sprzedaż powiązanej z towarem głównym usługi (lub drugiego towaru) ma na celu uzależnienie klienta od danej spółki sprzedażowej oraz zminimalizowanie ryzyka przejścia do konkurencji [11]. Proces ten obserwowany jest od wielu lat w bankowości czy na rynku telekomów.

Poszukiwanie synergii z innymi branżami niż energetyczna odbywa się w celu zaspokajania potrzeb odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Zmienia się również sposób traktowania ich przez spółki obrotu energii elektrycznej. Odbiorcy energii elektrycznej nie są już petentami, lecz wymagającymi i coraz bardziej świadomymi klientami. Na podstawie tej istotnej zmiany w postrzeganiu „drugiej strony" dostawcy energii starają się zarówno zatrzymać starych klientów, jak i pozyskać nowych, kusząc możliwością zmiany sprzedawcy. Wzrost świadomości odbiorców to dla sprzedawców inwestycja. Świadomy klient oczekuje większej potrzeby kreowania nowych możliwości przez oferenta, np. w postaci aktywnego zarządzania zużyciem energii lub możliwości obniżenia jej poboru, za pomocą nowych technologii informatycznych lub przy wykorzystaniu możliwości przetwarzania gromadzonych danych.

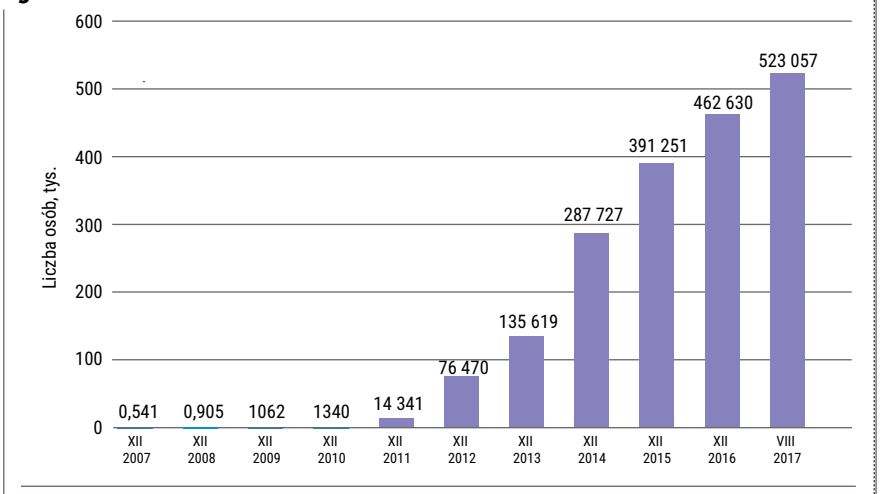
1. Dynamika zmian sprzedawcy

Zmiana sprzedawcy na rynku energii elektrycznej odbywa się na zasadzie TPA (ang. third-party access), dostępu osób trzecich do rynku energii elektrycznej, która obowiązuje w Polsce od 1 lipca 2004 r. dla klientów instytucjonalnych

[1] Dual – fuel – zakup energii elektrycznej i gazu od jednego sprzedawcy [12]

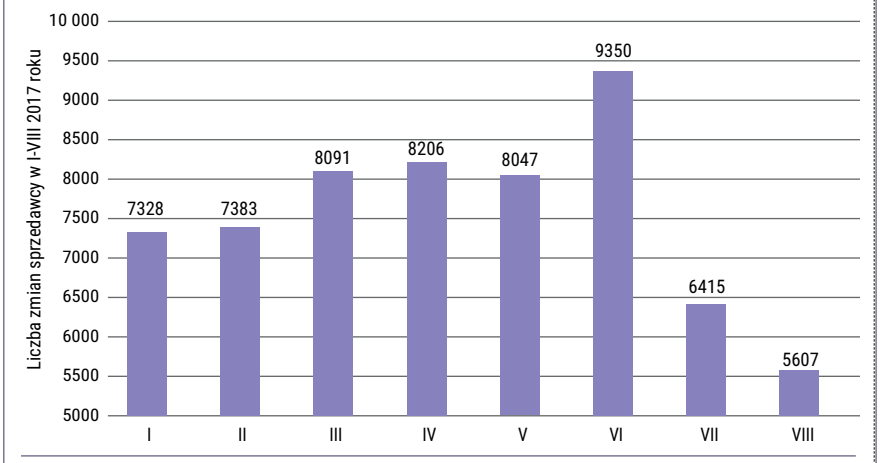
→

Rysunek 1



Liczba odbiorców grupy taryfowej G, którzy zmienili sprzedawcę energii elektrycznej [12].

Rysunek 2



Liczba zmian sprzedawcy w okresie I–VIII 2017 r. dla gospodarstw domowych [12].

oraz od 1 lipca 2007 r. dla gospodarstw domowych. W tym przypadku rozliczenia za energię elektryczną są realizowane na podstawie umowy sprzedaży, która nie obejmuje warunków dostarczenia towaru. Dostawa energii elektrycznej regulowana jest w oddzielnej umowie [2, 5].

Na przestrzeni lat obserwowany jest znaczący wzrost w kontekście wyboru alternatywnego sprzedawcy energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, co ilustruje **rys. 1** [12]. Na podstawie danych zamieszczanych na witrynie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki (URE) [12] według stanu na koniec sierpnia 2017 r. spośród około 15 mln odbiorców grup taryfowych G (od początku okresu obowiązywania zasady TPA) z możliwości wyboru dostawcy skorzystało 523 057 użytkowników, czyli około 3,5% odbiorców końcowych[2].

Mimo widocznej dynamiki zmian zachodzących na rynku energii elektrycznej świadczącej o wzroście konkurencyjności, w globalnym rozrachunku niewielu odbiorców końcowych podjęło decyzję o wyborze alternatywnego sprzedawcy energii elektrycznej. Głównymi aspektami utrudniającymi zmianę nawyków jest świadomość niewielkiej grupy odbiorców energii elektrycznej zarówno co do możliwości wyboru innego dostawcy, jak i ofert dodatkowych, która uwarunkowana jest niedostatecznymi działaniami marketingowymi. Jako negatywny czynnik sklasyfikować również można obawę przed nieuczciwymi przedstawicielami handlowymi wykorzystującymi łatwowierność konsumentów. Powyższe aspekty mają wpływ na statystykę liczby zmian sprzedawcy, co zilustrowano na **rys. 2**. Na podstawie monitoringu danych przeprowadzanych przez URE zauważalny jest zróżnicowany poziom zmian liczby sprzedawcy od stycznia do końca sierpnia 2017 r. Pomimo rosnącego trendu dostrzegalnego w pierwszej połowie roku, po osiągnięciu maksimum w czerwcu (9350 zmian), zaobserwowano gwałtowny spadek liczby zmian sprzedawcy dla gospodarstw domowych (5607 zmian na koniec sierpnia). Jest to obniżenie o około 10% w stosunku do roku poprzedniego (6204 zmian na koniec sierpnia 2016 r.).

W celu dążenia do ciągłego wzrostu liczby zmian sprzedawcy spółki obrotu decydują się na realizację kampanii marketingowych promujących dywersyfikację oferty sprzedażowej energii elektrycznej. Na takie przedsięwzięcie zdecydowały się już największe spółki energetyczne w Polsce, w których skład wchodzą: Tauron, Energa, Enea, PGE i Innogy. Głównym celem tego zabiegu jest docieranie do szerokiej grupy odbiorców energii elektrycznej (gospodarstw domowych) za pomocą mediów masowych (telewizji oraz radia).

2. Sposób wyznaczania opłat za energię elektryczną

Dla odbiorców taryfowych wyróżnia się dwie grupy, związane z opłatami, które dotyczą [10]:

- kosztu za pobraną energię elektryczną oraz opłat abonamentowych,
- usług dystrybucji, które podzielić można na:
  - » opłaty stałe (w zł/jednostkę mocy) – stawkę sieciową stałą i opłatę przejściową,
  - » opłaty zmienne (w zł/jednostkę energii) – stawkę sieciową zmienną, stawkę systemową oraz opłatę za wspieranie i wytwarzanie energii elektrycznej z OZE,
  - » opłatę abonamentową (w zł/miesiąc).

Stawka sieciowa stała jest określana na podstawie kosztów dotyczących eksploatacji i rozwoju sieci, przy czym składnik ten nie może przekraczać 40% opłaty za usługę dystrybucji energii. Opłata przejściowa jest wyznaczana w odniesieniu do kosztów ponoszonych z uwagi na wycofanie kontraktów długoterminowych. Stawka sieciowa zmienna jest kalkulowana na podstawie

[2] Odbiorca końcowy – odbiorca, który dokonuje zakupu towaru na użytek własny [12]

kosztów odnoszących się do strat przesyłowych oraz infrastruktury sieciowej, która nie została wykorzystana do kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej. Stawka systemowa to opłata związana z kosztami utrzymania rezerw mocy oraz kosztami niezbędnymi do poniesienia w celu likwidacji ograniczeń systemowych. Opłata abonamentowa odnosi się do kosztów wynikających z odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych.
Odbiorcy TPA ponoszą również takie same opłaty, z tym że zawierają oni osobne umowy sprzedaży i na usługę dystrybucji energii. Na tej podstawie mają oni prawo do negocjacji cen i warunków świadczonych usług (np. uniknięcia opłat handlowych) w ramach cenników sprzedażowych. Przedsiębiorstwo energetyczne, które zajmuje się obrotem energii elektrycznej, dokonuje kalkulacji cen adekwatnie do kosztów ponoszonych z tytułu zakupu energii oraz kosztów wynikających z prowadzonej działalności. Dodatkowo w wypadkowej opłacie zamieszczona jest również stawka opłaty abonamentowej, która jest rezultatem potrzeby dokonywania i kontroli odczytów wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz czynności handlowych wynikających z wystawiania i dostarczania faktur rozliczeniowych [4]. Opłatę za zakupioną energię elektryczną określono na podstawie zależności (1):

$$O_m = S_{abs} + \sum_{m=1}^{R} C_{Em} E_{oim} \qquad (1)$$

gdzie:

O_m – miesięczna opłata za energię elektryczną [zł],
S_{abs} – miesięczna stawka opłaty abonamentowej za sprzedaż energii elektrycznej czynnej [zł/m-c],
C_{Em} – cena energii elektrycznej czynnej w m-tej strefie czasowej doby [zł/kWh],
R – liczba stref czasowych,
E_{oim} – ilość energii pobranej z sieci przez odbiorcę w strefie czasowej m-tej [kWh].

Kształtowanie opłaty przesyłowej nie jest istotne z punktu widzenia klienta TPA. Usługa dostarczenia energii jest przeprowadzana na zasadzie monopolu naturalnego, z uwagi na to, że dla danego obszaru dedykowany jest określony dystrybutor. Odbiorcy energii nie mają możliwości wyboru najatrakcyjniejszej cenowo opcji dostawy. W przypadku, gdy odbiorca nie korzysta z możliwości swobodnego wyboru sprzedawcy, oferta przypisywana jest mu na podstawie lokalizacji obszaru rozliczeniowego. Wiąże się to bezpośrednio z obszarem pracy Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD).
Uwzględnienie opłaty dystrybucyjnej w przeprowadzonej analizie spowodowane było metodyką, która z założenia ukazać miała dynamikę zmian kosztów rachunków z perspektywy odbiorcy energii elektrycznej (gospodarstwa domowego). Na tej podstawie opłatę za świadczenie usługi dystrybucji wyznaczono ze wzoru (2):

$$O_{pol} = S_{SVn} \cdot P_i + \sum_{m=1}^{R} S_{ZVnm} \cdot E_{oim} + S_{oSJ} \cdot E_{ok} + S_{op} \cdot P_i + S_{OZE} \cdot E_{okm} + O_a \qquad (2)$$

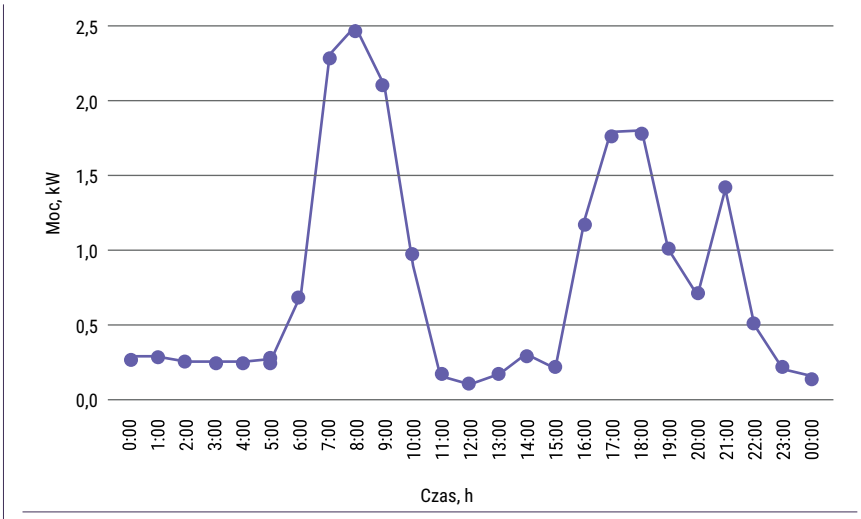
gdzie:

O_{pol} – opłata za świadczenie usługi dystrybucji liczona dla każdego odbiorcy [zł],
S_{SVn} – składnik stały stawki sieciowej [zł/kW],
P_i – moc umowna określona dla danego odbiorcy [kW],
R – liczba stref czasowych,
S_{ZVnm} – składnik zmienny stawki sieciowej dla danej strefy czasowej m-tej [zł/kWh],
E_{oim} – ilość energii pobranej z sieci przez odbiorcę w strefie czasowej m-tej [kWh],
S_{oSJ} – stawka jakościowa [zł/kWh],
E_{ok} – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę [kWh],
S_{op} – stawka opłaty przejściowej [zł/kW/m-c],
E_{okm} – ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców przyłączonych do sieci płatnika OZE [kWh],
O_a – opłata abonamentowa [zł].

3. Rentowność zmiany sprzedawcy energii elektrycznej

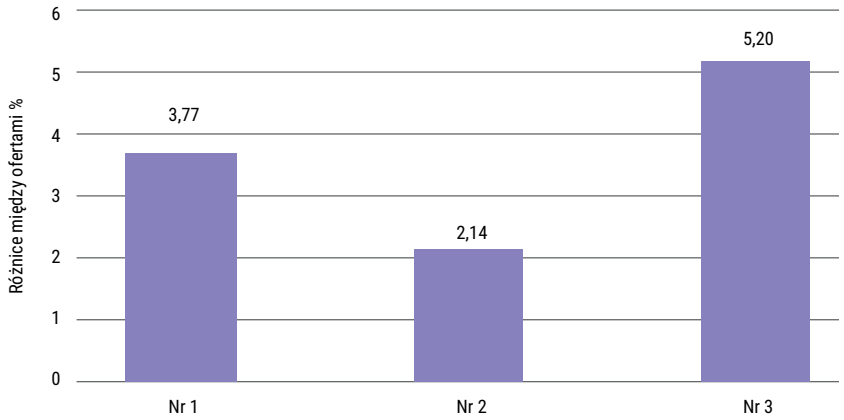
Oszacowanie opłacalności zmiany oferty sprzedażowej energii elektrycznej powinno odbywać się po określeniu zindywidualizowanej charakterystyki danego gospodarstwa domowego. W tym celu niezbędna jest informacja o liczbie faz instalacji elektrycznej (jednofazowa/trójfazowa) i na tej podstawie zakontraktowanej mocy umownej. Potrzebne jest też średnioroczne typowe zużycie energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Istotną również kwestią do rozpatrzenia jest możliwość odtworzenia przybliżonego grafiku obciążenia danego gospodarstwa domowego, aby ustalić pobór mocy w danych godzinach doby, np. tak jak przedstawiono na **rys. 3**. Określenie grafiku ma na celu rozważenie rentowności zmiany planu taryfowego, np. z grupy G11 (taryfa jednostrefowa) na G12 (taryfa dwustrefowa), przy większym poborze energii poza umownym szczytem obciążenia. Wynika to z różnych poziomów stawek w taryfie G12 definiowanych przez danego sprzedawcę w szczycie oraz poza szczytem.
W celu dokonania analizy służącej do optymalizacji doboru taryfy dla gospodarstw domowych określono następujące założenia do obliczeń. Symulacja wypadkowych kosztów została wykonana dla instalacji jedno- i trójfazowych oraz taryf G11 i G12, przy założeniu typowego zużycia energii elektrycznej dla gospodarstw domowych wynoszącego 2000 kWh/rok. Dla instalacji jednofazowej (1f), montowanej w mieszkaniach przyjęto, że moc umowna wynosi 5,7 kW, a dla instalacji trójfazowej (3f), która zakładana jest w domach jednorodzinnych, 17 kW. W taryfie G12 przyjęto, że 40% energii zużywane jest w szczycie, a 60% poza umownym szczytem obciążenia. Dodatkowym założeniem był okres rozliczeniowy wynoszący jeden miesiąc. Analiza przeprowadzona została przy uwzględnieniu podatku akcyzowego (20 zł/MWh) oraz VAT (23%).
W pierwszym etapie analizie poddane zostały oferty podstawowe trzech wybranych spółek energetycznych (z grupy pięciu największych na rynku). Wyróż- →

Rysunek 3



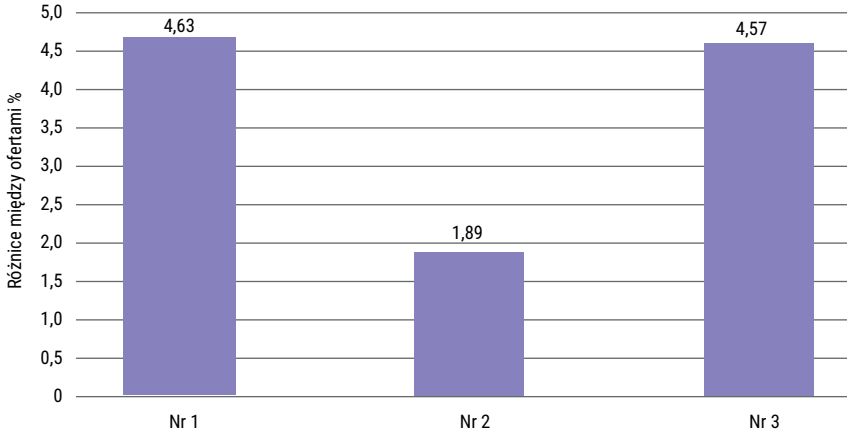
Przykładowy profil zapotrzebowania na moc w gospodarstwie domowym [1].

Rysunek 4



Różnice cen pomiędzy ofertą kompleksową a dodatkową dla analizowanych obszarów działania spółek dystrybucyjnych dla taryfy G11 (1f)

Rysunek 5



Różnice cen pomiędzy ofertą kompleksową a dodatkową dla analizowanych obszarów działania spółek dystrybucyjnych dla taryfy G11 (3f)

nienie tej grupy odbyło się na podstawie faktu, że oferują one sprzedaż energii elektrycznej, oraz oferty dodatkowej o pokrewnym charakterze. W jej skład weszły oferty grupy Tauron, PGE oraz Energa [9, 13, 14, 15, 16, 17, 18]. Na mocy zasady TPA dokonano symulacji cenowych ofert sprzedażowych spółek obrotu energii elektrycznej w zależności od obszaru działania spółek dystrybucyjnych. Aktualizacja danych taryfowych została wykonana w dniu 15.05.2017 r.

Z uwagi na różne stawki opłat dokonano uśrednienia ofert taryfowych, wynikającego z podziałów obszarów działania dystrybutorów w obrębie jednej spółki energetycznej. Na podstawie wykonanych kalkulacji możliwe było określenie najbardziej i najmniej opłacalnej oferty. Wyniki przedstawione zostały w **tab. 1**. Kolorem zielonym zaznaczono pozycje, w których znajduje się najbardziej rentowna opcja, a czerwonym przypadki, w których koszty wynikające z danej umowy osiągają największą wartość. Kolorem żółtym oznaczono wartości pośrednie. Pogrubione pozycje w **tab. 1** odpowiadają kosztom wynikającym z umowy kompleksowej (przy założeniu tego samego przedsiębiorstwa dla dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej).

Dla klientów grupy G11 posiadających instalację jednofazową zauważalne jest, że niezależnie od miejsca zamieszkania największy poziom płatności występuje przy wyborze umowy sprzedażowej drugiego analizowanego przedsiębiorstwa. Najmniejsze wypadkowe koszty dotyczą wyboru oferty nr 1. Zauważalne jest, że różnice pomiędzy ofertami 1 i 3 są praktycznie znikome, w przeciwieństwie do oferty 2. Wybierając najkorzystniejszą cenowo ofertę, potencjalny klient jest w stanie zaoszczędzić do 6 zł miesięcznie (72 zł/rok), w porównaniu z ofertą cechującą się największymi poziomami kosztów. Analogiczna sytuacja ma miejsce dla analizy gospodarstw domowych o zakontraktowanej większej mocy przyłączeniowej zobowiązującej do posiadania instalacji trójfazowej (3f). Najwyższe koszty ponoszone są niezależnie od miejsca zamieszkania kontrahenta w przypadku, gdy posiada on umowę sprzedażową z przedsiębiorstwem nr 2. Najmniejsze stawki wypadkowych kosztów obserwowane są dla klientów przedsiębiorstwa nr 1. Zgodnie z tym dla analizowanych obszarów dysproporcje między kosztami cechują się takim samym poziomem zróżnicowania jak dla taryfy jednofazowej (do 72 zł rocznie).

Tabela 1. Średniomiesięczny* koszt energii elektrycznej w zależności od różnych obszarów działania spółek dystrybucyjnych dla trzech porównywalnych podstawowych ofert sprzedażowych**

Obszar działania spółki dystrybucyjnej/ podstawowe oferty sprzedażowe	Koszt	Nr 1				Nr 2				Nr 3			
		1f		3f		1f		3f		1f		3f	
		G11	G12	G11	G12	G11	G12	G11	G12	G11	G12	G11	G12
Nr 1	zł/m-c	107,32	**85,74**	**120,34**	**103,79**	112,20	95,46	126,85	112,38	106,11	89,92	120,75	106,84
Nr 2		96,38	81,93	109,82	97,32	**101,52**	**86,03**	**114,97**	**103,17**	96,47	80,93	109,91	98,07
Nr 3		109,05	87,65	125,06	110,19	115,23	93,79	131,23	116,33	**109,14**	**88,39**	**125,14**	**110,93**

* wyznaczony według średniej arytmetycznej
** zawierających w sobie tylko usługę sprzedaży energii elektrycznej

Tabela 2. Średniomiesięczny* koszt energii elektrycznej w zależności od różnych obszarów działania spółek dystrybucyjnych dla trzech porównywalnych dodatkowych ofert sprzedażowych**

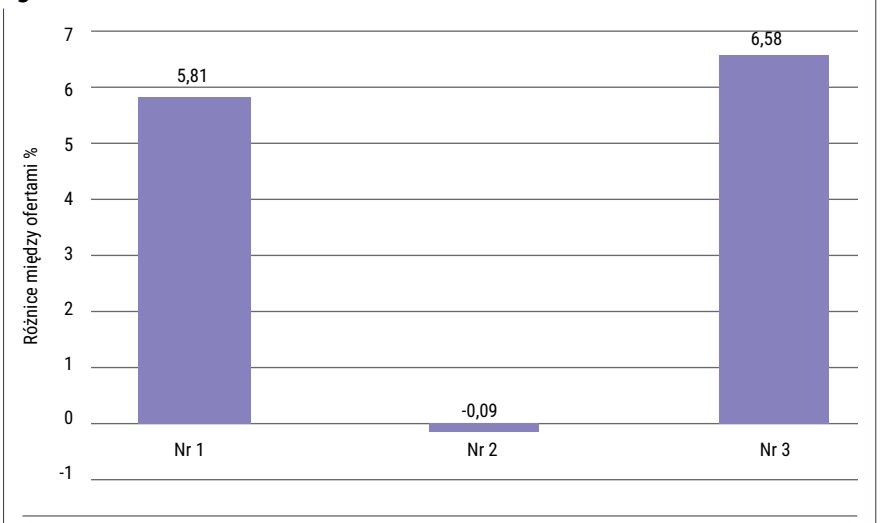
Obszar działania spółki dystrybucyjnej/ dodatkowe oferty sprzedażowe	Koszt	Nr 1				Nr 2				Nr 3			
		1f		3f		1f		3f		1f		3f	
		G11	G12	G11	G12	G11	G12	G11	G12	G11	G12	G11	G12
Nr 1	zł/m-c	111,53	91,03	126,18	108,92	113,38	91,66	128,02	108,74	112,60	92,89	126,74	110,78
Nr 2		101,89	85,31	115,33	102,44	103,74	85,95	117,18	103,08	102,46	87,17	115,90	104,30
Nr 3		114,56	92,76	130,56	115,31	116,41	93,40	128,52	115,94	115,13	94,62	131,13	120,92

* wyznaczony według średniej arytmetycznej
** zawierających w sobie usługę sprzedaży energii elektrycznej oraz dodatkowy produkt

Według dokonanej analizy dla grup taryfowych G12, przy założeniu zużycia na poziomie 2000 kWh energii rocznie (przy czym 40% w szczycie oraz 60% poza umownym szczytem obciążenia), dla instalacji jednofazowej zauważalne jest, że najwyższy poziom kosztów, tak jak w przypadkach dla grup G11, osiągany jest dla wszystkich obszarów działania spółek dystrybucyjnych przy wyborze taryfy nr 2. Najniższe koszty dotyczą wyboru umowy sprzedażowej nr 1. Poziom zróżnicowania zasymulowanych kosztów wynosi od 6 do 10%, co warunkuje maksymalne oszczędności do około 120 zł rocznie. Analogiczna sytuacja jak dla analizy przy założeniach dla instalacji jednofazowej ma miejsce dla osób korzystających z taryfy G12 posiadających instalację trójfazową. Skala oszczędności dla obu przypadków wynosi od 6 do 8%, czyli między 72 a 108 zł w perspektywie rocznej.
Dysponując zasymulowanymi kosztami odpowiadającymi poborowi energii w obu grupach taryfowych, istotną kwestią jest dokonać porównania. Użytkownik, który posiada „inteligentny" licznik energii elektrycznej lub ma świadomość poziomu poboru mocy jego odbiorników w danych godzinach doby, jest w stanie zaoszczędzić o wiele więcej niż w przypadku zmiany oferty sprzedażowej w obrębie jednej taryfy. Na podstawie danych zamieszczonych w **tab. 1** średnia różnica między taryfami G11 i G12 (przy założeniu 40% energii zużywanej w szczycie, a 60% poza umownym szczytem obciążenia) wynosi od 15 do 22 zł, czyli od 180 do 264 zł rocznie.
W celu zbadania wpływu usług dodatkowych na wypadkowy poziom kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego pod uwagę wzięto oferty trzech wyszczególnionych wcześniej przedsiębiorstw energetycznych o podobnym zakresie usług. W ramach tych ofert, dodatkowo oprócz energii elektrycznej, sprzedawcy w przypadku zamieszczonych symulacji kosztów oferują pomoc elektryka podczas awarii. Pomimo minimalnych różnic między ofertami wynikającymi z ich charakteru i specyfiki, na potrzebę badania, w celu możliwości ich wzajemnego porównania założono, że są one wobec siebie równorzędne.
Dla klientów grupy taryfowej G11 posiadających instalację jednofazową (1f) oraz trójfazową (3f) najbardziej opłacalną ofertą dodatkową jest oferta realizowana przez przedsiębiorstwo nr 1. Największe koszty klienci, praktycznie we wszystkich przypadkach, ponieść muszą przy wyborze oferty nr 2. Różnice między analizowanymi ofertami dla obu rodzajów instalacji wynoszą do 1%, czyli do 24 zł rocznie. W przypadku posiadania taryfy G12 dla instalacji jedno- i trójfazowych największą korzyść odnosi się, wybierając ofertę nr 1, a naj- →

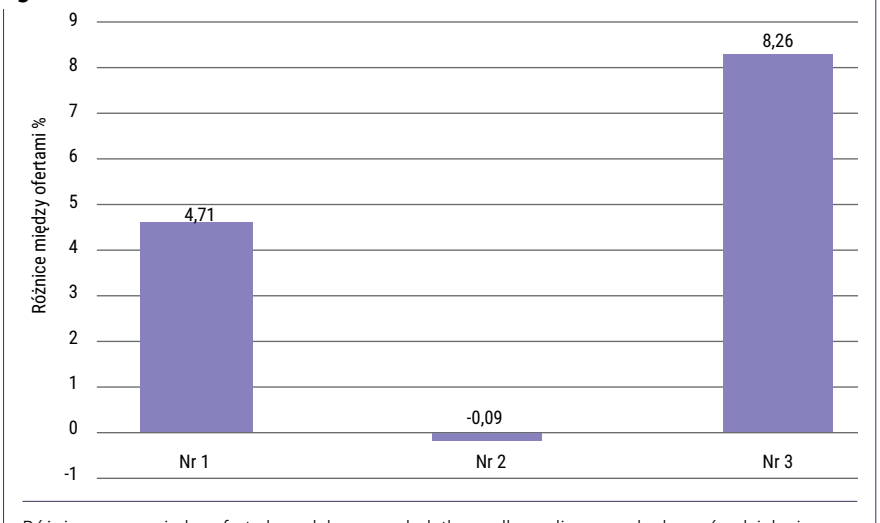
→ mniejszą w przypadku posiadania umowy nr 3. Analogicznie, jak dla przypadku powyżej, skala hipotetycznych oszczędności wynosi do 24 zł rocznie.
Na podstawie danych zawartych w **tab. 1** oraz **tab. 2** dokonano analizy porównawczej wartości wypadkowych kosztów odpowiadającym ofertom podstawowym oraz dodatkowym. W tym celu sporządzono wykresy odpowiadające procentowej różnicy kosztów między usługą kompleksową (pogrubione wartości w **tab. 1**) świadczoną przez dane przedsiębiorstwo oraz odpowiadającej jej ofercie promocyjnej (ofertowanej przez tę samą spółkę obrotu), zakładając, że oferta z dodatkowymi usługami powinna osiągać większą wartość cenową. Dla wszystkich obszarów działania spółek dystrybucyjnych umowy promocyjne cechują się większymi wartościami kosztów wypadkowych niż oferty podstawowe, które zawierają w sobie tylko usługę sprzedaży energii elektrycznej, co zauważalne jest dla instalacji jednofazowej i trójfazowej dla grupy taryfowej G11 na **rys. 4** oraz **5**. Różnice w poziomach cen zawierają się w przedziale od 2 do 5% (1f) oraz od niecałych 2 do prawie 5% (3f).
Dla grupy taryfowej G12 różnica między kosztami zawartymi w ofertach dodatkowych a umowami kompleksowymi wynosi średnio około 5% (1f) oraz od 4 do 8% (3f), co ilustrują **rys. 6** oraz **7**. Wybór oferty dodatkowej na obszarze działania drugiej spółki dystrybucyjnej paradoksalnie podyktowany jest większymi oszczędnościami niż dla oferty podstawowej. Sytuacja ta ma miejsce zarówno dla instalacji jedno- jak i trójfazowej. Różnica pomiędzy ofertami jest pomijalna z uwagi na wartość 0,09%.
Wraz ze zmianą zużycia energii elektrycznej, które dla każdego gospodarstwa domowego jest wartością indywidualną, różnice pomiędzy ofertą podstawową a dodatkową osiągają inne poziomy. Wynika to z faktu, że oferty dodatkowe mają niższe stawki opłaty zmiennej oraz wyższe opłaty stałej, która bezpośrednio nie zależy od zużycia. Dokonana analiza odpowiada opłatom uzyskiwanym przez gospodarstwa domowe o rocznym zużyciu energii wynoszącym 2000 kWh. W przypadku wyższej wartości zużycia różnice między ofertami osiągać mogą znacząco mniejsze wartości, a nawet, tak jak w przypadku oferty nr 2, bardziej opłacalny może się okazać wybór oferty zawierającej dodatkowe usługi.

Rysunek 6



Różnice cen pomiędzy ofertą kompleksową a dodatkową dla analizowanych obszarów działania spółek dystrybucyjnych dla taryfy G12 (1f)

Rysunek 7



Różnice cen pomiędzy ofertą kompleksową a dodatkową dla analizowanych obszarów działania spółek dystrybucyjnych dla taryfy G12 (3f)

Podsumowanie i wnioski

Pomimo faktu, że konkurencyjny rynek energii elektrycznej w Polsce dla gospodarstw domowych funkcjonuje od 10 lat, w dalszym ciągu ustawowa możliwość zmiany sprzedawcy nie jest powszechnie znaną praktyką. Niezależnie od powiększającego się z roku na rok wzrostu wskaźnika charakteryzującego ten stan w ogólnym rozrachunku niewielu odbiorców indywidualnych decyduje się na taki krok. Z badań przeprowadzonych na zlecenie Towarzystwa Obrotu Energią (TOE) (2015 r.) wynika, że ponad 50% konsumentów grup taryfowych G11 lub G12 nie wie, w jaki sposób należy dokonać wyboru alternatywnego sprzedawcy, a 61% uważa ten proces za skomplikowany [8]. Potwierdzać mogą to niewielkie tendencje świadczące o zmianie sprzedawcy, które na koniec sierpnia 2017 r. wynosiły 3,5% w odniesieniu do wszystkich odbiorców indywidualnych obejmujących gospodarstwa domowe. Co więcej, pomimo coraz szerszej kampanii marketingowej konsumenci nie mają świadomości tego, że spółki obrotu w celu uatrakcyjniania swoich ofert fakultatywnie proponują usługi dodatkowe. W ich ramach świadczona jest np. pomoc ze strony fachowców lub możliwy jest wybór pakietu obejmującego niższe stawki podczas wizyt w placówkach prywatnej służby zdrowia.

Oczekuje się, że poziom migracji klientów na polskim rynku energii elektrycznej będzie rósł, biorąc pod uwagę trendy w innych krajach (Wielka Brytania – migracja ok. 10% bazy klientów rocznie) [6]. Wzrost ten ma doprowadzać do większej świadomości gospodarstw domowych jako użytkowników systemu elektroenergetycznego. Pomimo faktu przeprowadzania przez największe firmy energetyczne szeroko dostępnej kampanii reklamowej istnieje potrzeba, by w bezpośredni sposób, docierając do szerokiego grona konsumentów, przyczynić się do przeprowadzenia niewątpliwie potrzebnej edukacji energetycznej [3]. Niezwykle cenne jest również dążenie do tego, aby kreować nowe, innowacyjne rozwiązania, które w sposób efektywny wpłynęłyby na wdrożenie dodatkowych mechanizmów służących do zmiany sprzedawcy [7].

W odpowiedzi na powyższe czynniki, w celu zapewnienia wzrostu wskaźnika zmiany sprzedawców energii elektrycznej, przedsiębiorstwa energetyczne wprowadzają do swej oferty dodatkowe produkty w celu przeciwdziałania utracie dotychczasowych klientów oraz pozyskania nowych. Dywersyfikacja oferty produktowej, zindywidualizowana dla danej grupy odbiorców zawierająca produkty z innych rynków, może potencjalnie sprzyjać wzrostowi liczby zmian sprzedawców. Powodami takiej sytuacji może być większa rentowność danej oferty lub zapewnienie o stabilnym poziomie stawek (nawet do trzech lat), które zważywszy na rosnące ceny surowców, w najbliższym czasie mogą się zmienić [6]. Opierając się na wynikach przeprowadzonej analizy – warto być świadomym odbiorcą, ponieważ nawet porównywalne oferty podstawowe oraz dodatkowe są zróżnicowane cenowo. Ich wybór, w zależności od indywidualnej charakterystyki gospodarstwa domowego, wpływa na poziom sumarycznych kosztów ponoszonych w związku ze zużyciem energii elektrycznej. Dodatkowo korzystnym aspektem z perspektywy odbiorcy energii elektrycznej może być fakt, że dla analizowanego przypadku poziomy różnic między wypadkowymi kosztami, między ofertą kompleksową a dodatkową nie osiągają znacząco dużej wartości. W przypadku posiadania dodatkowej oferty, np. w postaci wybranych usług serwisowych, stanowi to znaczące udogodnienie.

Profitability and extension of the product offer of energy companies dedicated to households as an encouragement to change the electricity seller

The paper presents a comparison of selected household tariff offers covering the basic offer – electricity and an additional offer containing supplementary products. The aim of the study was to consider the profitability of the change of the electricity seller. The additional objective was to take into account the impact of increase attractiveness of the tariff offers on the number of changes of energy seller. ■

Piśmiennictwo

[1] Banasiak P., Gorczyca-Goraj A., Przygrodzki M.: ***Analiza grafików obciążeń wybranego segmentu odbiorców niskiego napięcia***. Energetyka, 1 (751), s. 25, 2017.

[2] Hawliczek P.: ***TPA w teorii. Zasada dostępu strony trzeciej – TPA [Third Part Access] teoria a praktyka***. Wokół Energetyki, 3/2004, 2004.

[3] Łangowski R.: ***Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej – uwarunkowania rynkowe w Polsce***, Rynek Energii, 3 (124), 2016.

[4] Majka K.: ***Systemy rozliczeń i taryfy w elektroenergetyce***. Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin, 2005.

[5] Mielczarski W.: ***Rynki energii elektrycznej – Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne***. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, 2000.

[6] Pricewaterhouse Coopers: ***7 pokus polskiej energetyki 2016***, s. 33–36, Raport, Warszawa, 2016.

[7] Tomczykowski J.: ***Udział gospodarstw domowych w obciążeniu KSE***. Biuletyn branżowy PTPiREE Energia Elektryczna, 1, Poznań, 2014.

[8] Towarzystwo Obrotu Energią: ***Rynek energii elektrycznej i gazu w Polsce***. Stan na 31 marca 2015 r. Raport, Warszawa, 2015.

[9] Witryna internetowa www.bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/2690,Taryfy-opublikowane-w-2016-r.html (dostęp: 14.11.2017 r.).

[10] Witryna internetowa www.cire.pl (dostęp: 14.11.2017 r.).

[11] Witryna internetowa www.finansopedia.forsal.pl/encyklopedia/bankowosc/hasla/911727,cross-selling.html (dostęp: 14.11.2017 r.).

[12] Witryna internetowa www.ure.gov.pl/pl/liberalizacja-rynku-en/7252,Kolejni-odbiorcy-energii-elektrycznej-skorzystali-z-prawa-wyboru-sprzedawcy.html (dostęp: 14.11.2017 r.).

[13] Energa Obrót SA: ***Taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G***, Gdańsk, 2017.

[14] Energa Obrót SA: ***Regulamin oferty FACHOWCY Z ENERGIĄ – PAKIET STANDARD***, Gdańsk, 2017.

[15] PGE Obrót SA: ***Taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G***, Rzeszów, 2016.

[16] PGE Obrót SA: ***Regulamin promocyjnej oferty sprzedaży energii elektrycznej dla gospodarstw domowych „Prąd z pomocą fachowców. Oferta podstawowa. Edycja wiosenna 2017 r."***, Rzeszów, 2017.

[17] Tauron Sprzedaż sp. z o.o.: ***Taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G***, Kraków, 2017.

[18] Tauron Sprzedaż sp. z o.o.: ***Cennik EE_GD GAC O Elektryk_NF GZE_2_Q4_01.04.16-30.06.17***, Kraków, 2017.

mgr inż.
Marcin Grzelka,
Departament
Standardów
Technicznych,
PSE SA

dr inż. Andrzej Juszczyk
GE Power sp. z o.o.

Prace badawczo-rozwojowe i doświadczenia PSE SA zmierzające do cyfryzacji obiektów elektroenergetycznych w sieci przesyłowej

Streszczenie

W artykule przedstawiono działania podjęte dotychczas ze strony Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA w ramach realizacji prac badawczo-rozwojowych, zmierzające do wybudowania pierwszej w pełni cyfrowej stacji elektroenergetycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Przedmiotowe prace zostały zakończone, a wybudowana infrastruktura techniczna jest obecnie w fazie eksploatacji. W artykule opisano również zakres wdrożonych prac, wskazano nowe technologie dotychczas niestosowane w obiektach elektroenergetycznych PSE SA oraz określono spodziewane korzyści z ich wprowadzenia. Wskazano zakres wymaganych zmian w stacji elektroenergetycznej już istniejącej, w celu wdrożenia pierwszego, podstawowego elementu stacji cyfrowej, którym są komunikaty typu GOOSE.

Wstęp

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, realizując funkcje Operatora Systemu Przesyłowego, dostrzegają duże znaczenie kwestii wdrażania rozwiązań innowacyjnych w stacjach elektroenergetycznych będących jego własnością. Wypracowane rozwiązania powstają na bazie realizowanych prac badawczo-rozwojowych w najważniejszych obszarach technicznych. Jednym z nich są obwody wtórne, w których na przełomie ostatnich lat w energetyce światowej zauważa się znaczący postęp techniczny i technologiczny. Oferowana na rynku światowym technologia osiągnęła stan, w którym możliwe jest wprowadzenie rozwiązań opartych wyłącznie na urządzeniach cyfrowych do obiektów krajowej sieci przesyłowej.

Stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć w KSE są budowane na podstawie opracowanych w PSE SA standardów technicznych. Proces standaryzacji, który rozpoczął się na początku XXI w., przez długi okres nie przewidywał zastosowania komunikacji, opartej na protokole komunikacyjnym IEC 61850. Wraz z budową nowych obiektów elektroenergetycznych stosowano do komunikacji pomiędzy urządzeniami obwodów wtórnych głównie protokół komunikacyjny PN-EN 60870-5-103. Dotychczasowe medium transmisji danych, w postaci połączeń drutowych, zastępowane było sukcesywnie światłowodami. W obwodach wtórnych zaczęto instalować urządzenia cyfrowe, które jednak wykorzystywały, i nadal wykorzystują, sygnały analogowe. Wraz z rozbudową obwodów wtórnych, a co za tym idzie, potrzebą przesyłania coraz większej ilości informacji pomiędzy urządzeniami stacyjnymi i systemami dyspozytorskimi (Systemy Sterowania i Nadzoru – SSiN), pojawiła się potrzeba uproszczenia tych obwodów, a tym samym zapewnienia obiegu informacji w sposób płynny, pewny i dodatkowo w krótkim czasie. Nie bez znaczenia jest też szybkość i pewność reagowania urządzeń z obszaru Elektroenergetycznej Automatyki Zabezpieczeniowej (EAZ) na zakłócenia powstające w KSE. Skomplikowane rozwiązania i stosowanie coraz większej liczby nowych urządzeń sprawiły, że w dążeniu do ujednolicenia rozwiązań w oparciu o wypracowane dotychczas standardy, budowa takich obiektów, ze względu na specyfikę zastosowanych urządzeń, stała się coraz bardziej złożona. Wdrożenie procesu standaryzacji i bieżąca aktualizacja specyfikacji technicznych sprawiła, że zastosowane na przełomie ostatniej dekady rozwiązania w obwodach wtórnych, w tym zastosowanie urządzeń cyfrowych, umożliwiają obecnie realizację kolejnego etapu rozwoju układów stacyjnych do poziomu w pełni cyfrowego. Nieodłącznym elementem w dążeniu do budowy cyfrowych układów automatyki, sterowania i łączności w obiektach elektroenergetycznych (stacji najwyższych napięć) jest zastosowanie odpowiednich protokołów komunikacyjnych, pozwalających w sposób niezawodny

przesyłać informacje pomiędzy poszczególnymi urządzeniami. Takim protokołem komunikacyjnym jest IEC 61850.
Niezależnie od wdrożonego w PSE SA procesu weryfikacji i opracowywania nowych standardów technicznych powstało Laboratorium Zabezpieczeń (uprzednio funkcjonujące pod nazwą: Centralne Laboratorium Cyfrowych Terminali Zabezpieczeniowych PSE SA), wspomagające ten proces. Oprócz tego zdobywana na bieżąco wiedza o innowacjach i nowych technologiach, które mogą być wdrożone w KSE, sprawiła, że sukcesywnie w ramach powstawania nowych obiektów elektroenergetycznych zaczęto wdrażać coraz to nowsze rozwiązania. W roku 2014 wprowadzono protokół komunikacyjny IEC 61850, jako wymóg określony w standardzie do stosowania do komunikacji urządzeń EAZ z systemami SSiN. Kolejnym przedsięwzięciem jest zastosowanie komunikatów typu GOOSE oraz próba odpowiedzi na pytanie, czy można w istniejących obiektach elektroenergetycznych (stacjach najwyższych napięć), zmodernizowanych w ostatnim dziesięcioleciu, wprowadzić tego typu komunikaty? A jeśli tak, to jakie należy podjąć działania, aby wdrożyć pierwszy, podstawowy element stacji cyfrowej – komunikat GOOSE, na bazie którego można zmieniać dotychczasowy charakter obiektu z analogowego na cyfrowy.

1. GOOSE (Generic Object Oriented System Events)

GOOSE, czyli Generic Object Oriented System Events, to jeden z kilku rodzajów komunikatów (sposobów wymiany informacji) funkcjonujący w standardzie IEC 61850. Pierwsze próby wdrożenia protokołu miały miejsce na początku XXI w. W roku 2004, podczas konferencji CIGRE, po raz pierwszy w Europie zaprezentowano publicznie komunikację pomiędzy urządzeniami różnych producentów, opartą na tym protokole. Dopiero w ostatnich latach postęp technologiczny i techniczny oferowanych na rynku urządzeń pozwolił na budowanie obszernych struktur sieci teleinformatycznej opartej na protokole komunikacyjnym IEC 61850.
Przykładem wdrożenia tego protokołu i komunikatów typu GOOSE w PSE SA jest budowa pola cyfrowego, w ramach pracy badawczo-rozwojowej. W ramach tej pracy zastosowano to rozwiązanie do wymiany informacji pomiędzy urządzeniami pierwotnymi a wtórnymi pola. Wdrożenie komunikatów GOOSE i łączy światłowodowych umożliwia przesyłanie większej ilości sygnałów w stosunku do rozwiązań klasycznych, którymi są obecnie w większości kable miedziane. Na etapie projektowania obiektów elektroenergetycznych z wykorzystaniem komunikatów GOOSE sieć światłowodowa stanowić będzie w przyszłości fizyczne medium dla przesyłania sygnałów. Wykorzystanie komunikatów GOOSE w istniejących obiektach elektroenergetycznych pozwoli zapoznać się z tą nową technologią, sprecyzować dodatkowe wymagania i opracować projekt dla stacji w pełni cyfrowej. Korzyścią bezpośrednio wynikającą z pracy będzie zastosowanie tej technologii zarówno w obecnie funkcjonujących obiektach PSE SA, jak i dla nowych inwestycji. Założono, że wdrożenie funkcjonalności GOOSE protokołu komunikacyjnego IEC 61850 przyniesie wymierne korzyści dla PSE SA w stosunku do obecnie stosowanej technologii:

- redukcja kosztów uzyskanych na zastąpieniu kabli miedzianych światłowodami, w obszarze transmisji danych, głównie pomiędzy urządzeniami obwodów wtórnych;
- zwiększenie wolnej przestrzeni w szafach zabezpieczeniowych;
- redukcja kosztów na etapie projektowania oraz w związku z wprowadzaniem zmian w projekcie dotyczącym komunikacji pomiędzy urządzeniami strony wtórnej;
- pełna odporność na zakłócenia;
- zapewnienie redundancji;
- zwiększenie bezpieczeństwa personelu uzyskane na skutek zmniejszonej liczby urządzeń znajdujących się pod napięciem;
- skrócenie czasu potrzebnego na eliminację zakłócenia sieciowego;
- wdrożenie bieżącego nadzoru poprawnej pracy urządzeń obwodów pierwotnych i wtórnych.

2. Wiedza zdobyta podczas realizacji prac badawczo-rozwojowych

Aby móc w pełni wykorzystać rozwiązania innowacyjne, w tym możliwości nowych technologii, oraz mając na uwadze poprawę bezpieczeństwa i zapewnienie niezawodności działania KSE, potrzebne jest wypracowanie nowych standardów. Dotyczy to zarówno ulokowania funkcji w urządzeniach, jak i powiązań między nimi. W celu stopniowego wdrażania nowych rozwiązań niezbędne staje się wprowadzanie pilotowych inwestycji, tak aby można było wypracować nowe koncepcje. Prace badawczo-rozwojowe, których realizacja rozpoczyna się od części teoretycznej wskazującej uzasadnienie dalszego kontynuowania, prowadząca do części praktycznej, w której następuje wdrożenie wypracowanych rozwiązań, pozwalają przygotować się na wyzwanie, jakim jest zaprojektowanie i budowa stacji cyfrowej.
Realizacja prac badawczo-rozwojowych uświadamia potrzebę wdrożenia szkoleń w zakresie nowych technologii, w sposób umożliwiający w przyszłości bieżący nadzór i eksploatację. Ważnym wnioskiem wynikającym z realizacji prac badawczo-rozwojowych jest również wymóg doposażenia służb eksploatacji w odpowiedni sprzęt do przeprowadzenia diagnostyki, testów i uruchomienia technologii IEC 61850.
Analiza każdego nowego zagadnienia uświadamia nam, że nowa innowacyjna technologia opierać się będzie w głównej mierze na urządzeniach telekomunikacyjnych i informatycznych. Urządzenia te staną się nierozłącznym elementem każdego układu EAZ, a w związku z powyższym istnieje potrzeba opracowania wspólnych specyfikacji technicznych dla obu obszarów – EAZ i telekomunikacji. Podczas realizacji prac badawczo-rozwojowych nasuwają się nowe pomysły, a powstałe wątpliwości można na bieżąco weryfikować, tym samym wzboga- →

→ cając swą wiedzę w zakresie technologii, którą w przyszłości będziemy chcieli zastosować.

3. Automatyka stacyjna oparta na protokole komunikacyjnym IEC 61850 z wykorzystaniem komunikatów GOOSE

Wdrożenie nowej technologii to nie tylko zastosowanie nowych rozwiązań technicznych czy technologicznych oferowanych przez rynki światowe. Większość produktów czy rozwiązań innowacyjnych jest w fazie testowania lub na etapie badań prowadzonych przez różnego rodzaju instytucje naukowe. Nieodzownymi elementami wdrożenia nowej technologii są jej późniejsze bezpieczne użytkowanie oraz poprzedzająca wdrożenie analiza zasadności ekonomicznej jej zastosowania. Biorąc pod uwagę, jak wspomniano powyżej, że pierwsze próby wdrożenia protokołu komunikacyjnego IEC 61850 miały miejsce wiele lat wcześniej, przed podjęciem wiążących decyzji, PSE SA zdecydowało się uruchomić w tym zakresie pracę badawczo-rozwojową pn. „Automatyka stacyjna oparta na protokole komunikacyjnym IEC 61850 z wykorzystaniem komunikatów GOOSE". Celem tej pracy było wykonanie opracowania techniczno-ekonomicznego oraz badań laboratoryjnych, z wykorzystaniem aparatury pierwotnej i wtórnej stosowanej obecnie w obiektach PSE SA, określających, czy istniejące już stacje mogą zostać uzupełnione o komunikację z wykorzystaniem komunikatów GOOSE. Jeżeli powyższa koncepcja byłaby możliwa, należało wskazać zakres niezbędnych zmian w celu realizacji tego zadania.

Obecnie wszystkie pola w stacjach KSE zbudowane są w klasycznej technologii analogowej, komunikacja urządzeń strony wtórnej odbywa się za pomocą drutów miedzianych na zasadzie: jeden sygnał – jeden drut. Wadami tej komunikacji są zawodność, duża liczba połączeń miedzianych, a także wysoki koszt miedzi. Założono, że zastosowanie komunikatów GOOSE przesyłanych po drodze światłowodowej zwiększa bezpieczeństwo w zakresie przesyłanych informacji oraz szybkość transmisji danych.

Praca podzielona została na dwa etapy. Pierwszy z nich wiązał się z wykonaniem opracowania techniczno-ekonomicznego na temat funkcjonalności komunikacji GOOSE protokołu komunikacyjnego IEC 61850, natomiast kolejny etap to przedstawienie wyników badań laboratoryjnych w postaci raportu. Zakres pracy obejmował wykonanie opracowania technicznego zawierającego zagadnienia [1]:

- określenie rekomendowanej topologii sieci LAN wraz z urządzeniami łączności, w której będzie można zastosować protokół IEC 61850 z wykorzystaniem komunikatów GOOSE, oraz możliwości wprowadzenia redundantnych połączeń komunikacyjnych pomiędzy urządzeniami stacyjnymi, zwiększającymi niezawodność i bezpieczeństwo pracy;
- wskazanie urządzeń obecnie dostępnych na rynku krajowym oraz zainstalowanych na stacjach elektroenergetycznych PSE SA, które umożliwiają zastosowanie GOOSE;
- weryfikacja możliwości współpracy, kompatybilności między urządzeniami różnych producentów w zakresie rozwiązania oraz możliwości interakcji pomiędzy nimi;
- określenie sygnałów lub grup sygnałów, które mogą być przesyłane w ramach komunikatów GOOSE oraz przedstawienie możliwości konfiguracyjnych dla tego rodzaju komunikacji;
- analiza klasy ważności priorytetów komunikatów GOOSE w stosunku do innych sygnałów przesyłanych do SSiN;
- określenie wydajności oraz czasu transferu poleceń GOOSE w warunkach normalnej pracy i podczas zwiększonego ruchu sieciowego, w tym porównanie czasów transferu sygnałów w cyfrowej komunikacji GOOSE ze standardowymi połączeniami drutowymi;
- analiza funkcjonalności oraz korzyści płynących z tworzenia wydzielonych, logicznych sieci VLAN w konfiguracji urządzeń sieciowych pod kątem poprawy czasu transferu poleceń GOOSE;
- określenie funkcjonalności komunikatów GOOSE w zakresie wdrożenia zdecentralizowanych i scentralizowanych funkcji zabezpieczeniowych;
- wskazanie roli komunikatów GOOSE podczas wykonywania poleceń sterowniczych;
- analiza możliwości zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia awarii czy usterek w związku z redukcją okablowania miedzianego i zastosowaniem technologii światłowodowej;
- analiza możliwości rozbudowy EAZ opartej na sieci teleinformatycznej;
- analiza pod kątem finansowym, określenie możliwych oszczędności lub wzrostu kosztów;
- określenie zalet i wad wynikających z zastosowania protokołu IEC 61850 z wykorzystaniem komunikatów GOOSE;
- weryfikacja zastosowania standardu IEC 61850 z wykorzystaniem komunikatów GOOSE, w zakresie:
  - » obowiązujących specyfikacji technicznych i funkcjonalnych PSE SA;
  - » innych dokumentów, wpływających na realizację zadania;
- wskazanie niezbędnych zmian w aktualnych standardach PSE SA, które byłyby wymagane w przypadku zastosowania komunikatów GOOSE;
- określenie przewidywanego doposażenia służb eksploatacyjnych oraz propozycja niezbędnych szkoleń, między innymi w zakresie aplikacji służących do diagnostyki i podglądu komunikatów GOOSE;
- przygotowanie raportu z badań laboratoryjnych z wykorzystaniem aparatury wtórnej obecnie stosowanej w obiektach PSE SA.

W ramach realizacji pracy skupiono się również na poznaniu różnicy pomiędzy komunikatami typu GOOSE a SV (Sampled Values), stanowiącej element współpracy procesu wymiany danych. Komunikaty GOOSE pozwalają wymieniać dane poziomo (pomiędzy polami rozdzielni, przy wykorzystaniu szyny stacyjnej) lub pionowo (pomiędzy poziomem procesu, np.: sterowniki, moduły wejść/wyjść zainstalowane przy urządzeniach pierwotnych) a poziomem pola (szafy EAZ). Komunikaty GOOSE przeznaczone są do wymiany informacji o stanie sygnałów, realizacji sterowania wyłącznikami/odłącznikami oraz blokad polowych. Natomiast komunikaty SV służą do transferu wartości ana-

logowych (napięć i/lub prądów z precyzyjnym oznaczeniem czasu wykonania pomiaru). Komunikaty SV są wykorzystywane na szynie procesowej.

Istotnym elementem wymaganym do zapewnienia poprawnej transmisji komunikatów GOOSE i zwiększenia ich efektywności jest stosowanie odpowiednich rozwiązań w zakresie utworzenia właściwej topologii/architektury sieci telekomunikacyjnej. Elementem pracy badawczo-rozwojowej było określenie wymagań technicznych dla takiej sieci, która byłaby dopasowana do rodzaju automatyk wykorzystywanych na stacji, poziomów napięcia i rozległości sieci, przy uwzględnieniu aspektów ekonomicznych. Nie ma najlepszej topologii i najlepszego protokołu redundancji dla każdego typu obiektu. Każda topologia ma mocne i słabe strony, w zależności od przyjętego kryterium oceny.

W ramach pracy przeprowadzono badania laboratoryjne urządzeń EAZ stosowanych obecnie na obiektach PSE SA. Miały one na celu określenie możliwości wykorzystania protokołu IEC 61850 w zakresie konfiguracji i mechanizmów wymiany komunikatów GOOSE przez urządzenia różnych producentów, w tym określenie wydajności oraz czasu transferu informacji. Testy wykonano w zamodelowanych warunkach dużego natężenia ruchu komunikatów GOOSE pomiędzy urządzeniami oraz przeprowadzono próby dla bardzo krótkich czasów transmisji. Dodatkowo przeprowadzono testy, podczas których celowo zapętlono wymianę informacji komunikatów GOOSE. Obserwowano wpływ komunikatów SV na stabilność oraz czas transferu komunikatów GOOSE przy połączeniu szyny stacyjnej z szyną procesową. W wyniku przeprowadzonych testów stwierdzono m.in., że [1]:

- istnieje kompatybilność w zakresie wymiany komunikatów GOOSE, pomiędzy urządzeniami EAZ różnych producentów;
- nie zaobserwowano żadnych problemów przy współpracy urządzeń wykonanych w różnej edycji protokołu komunikacyjnego IEC 61850 (Edycja 1 i Edycja 2);
- producenci dążą do tego, aby konfiguracja urządzeń, w zakresie wymiany komunikatów GOOSE, jak najmniej odbiegała od zaleceń normy IEC61850, a jednocześnie była przyjazna i intuicyjna;
- istotny wpływ na czas transferu danych ma obsługa komunikatów pojawiających się na porcie komunikacyjnym urządzenia, przy czym zaobserwowano wpływ ustawienia czasu retransmisji komunikatów GOOSE na czas transferu oraz ich rozrzut, dochodząc do wniosku, że korzystne jest fragmentowanie sieci poprzez tworzenie VLAN aplikacyjnych;
- czas retransmisji powinien być ustawiony w oparciu o analizę aplikacji i nie należy stosować bezkrytycznie nastaw fabrycznych producenta lub wartości minimalnych;
- bardzo duży ruch sieciowy komunikatów o wysokim priorytecie powoduje, że czas transferu GOOSE przestaje być deterministyczny i cechuje go rozrzut. Czasy transferu komunikatów GOOSE nie osiągały zalecanych przez normę IEC 61850 czasów 3 ms, jednak porównując czasy transferu GOOSE z tradycyjnym przekazem informacji poprzez połączenia miedziane, stwierdzono, że komunikacja GOOSE jest bardziej efektywna, bezpieczniejsza i szybsza;
- jeśli czas transferu informacji jest ważny, należy unikać wykorzystywania komunikatów GOOSE o znacznych rozmiarach (zawierających dużą liczbę elementów);
- połączenie szyny procesowej z szyną stacyjną, w warunkach bardzo dużego ruchu komunikatów GOOSE, nie wpłynęło w żaden sposób na stabilność komunikacji, przy czym potwierdzono możliwość łączenia obu szyn oraz przesyłania tą samą drogą komunikatów SV oraz GOOSE;
- przeprowadzone badania potwierdzają, że komunikaty GOOSE mogą być wykorzystane w automatykach szybkich lub jako komendy sterownicze od urządzeń EAZ, gdyż czasy transferu są zbliżone lub krótsze w stosunku do tradycyjnej metody wymiany informacji.

Na podstawie zrealizowanej pracy badawczo-rozwojowej i badań przeprowadzonych we własnym Laboratorium Zabezpieczeń, przy współudziale wykonawcy pracy, PSE SA wzbogaciło się o wiedzę w zakresie komunikatów typu GOOSE, która zostanie wykorzystana przy wdrażaniu rozwiązań innowacyjnych w KSE.

W ramach realizacji przedmiotowej pracy badawczo-rozwojowej zdefiniowano również zakres prac niezbędnych do przeprowadzenia w celu zastosowania nowej technologii w obiekcie istniejącym. I tak wprowadzenie technologii GOOSE na stacjach istniejących, które posiadają już urządzenia z możliwością ich doposażenia w odpowiednie karty komunikacyjne, wiązać się może z:

- zakupem karty komunikacyjnej i ewentualnym kosztem wymiany (serwis);
- zmianą konfiguracji urządzenia lub wgraniem dodatkowego oprogramowania;
- aktualizacją firmware'u w urządzeniu EAZ;
- przeprowadzeniem wymaganych testów i sprawdzeń w danym polu rozdzielni;
- wymianą modułów komunikacyjnych systemów przeznaczonych do współpracy (np. SSiN) z urządzeniami EAZ;
- zmianą w architekturze komunikacyjnej (instalacja dodatkowych przełączników, zmiana połączeń światłowodowych);
- aktualizacją systemu SSiN.

Powyższy zakres zmian powinien być określony dla każdej stacji indywidualnie i zależny jest od typu zainstalowanych urządzeń.

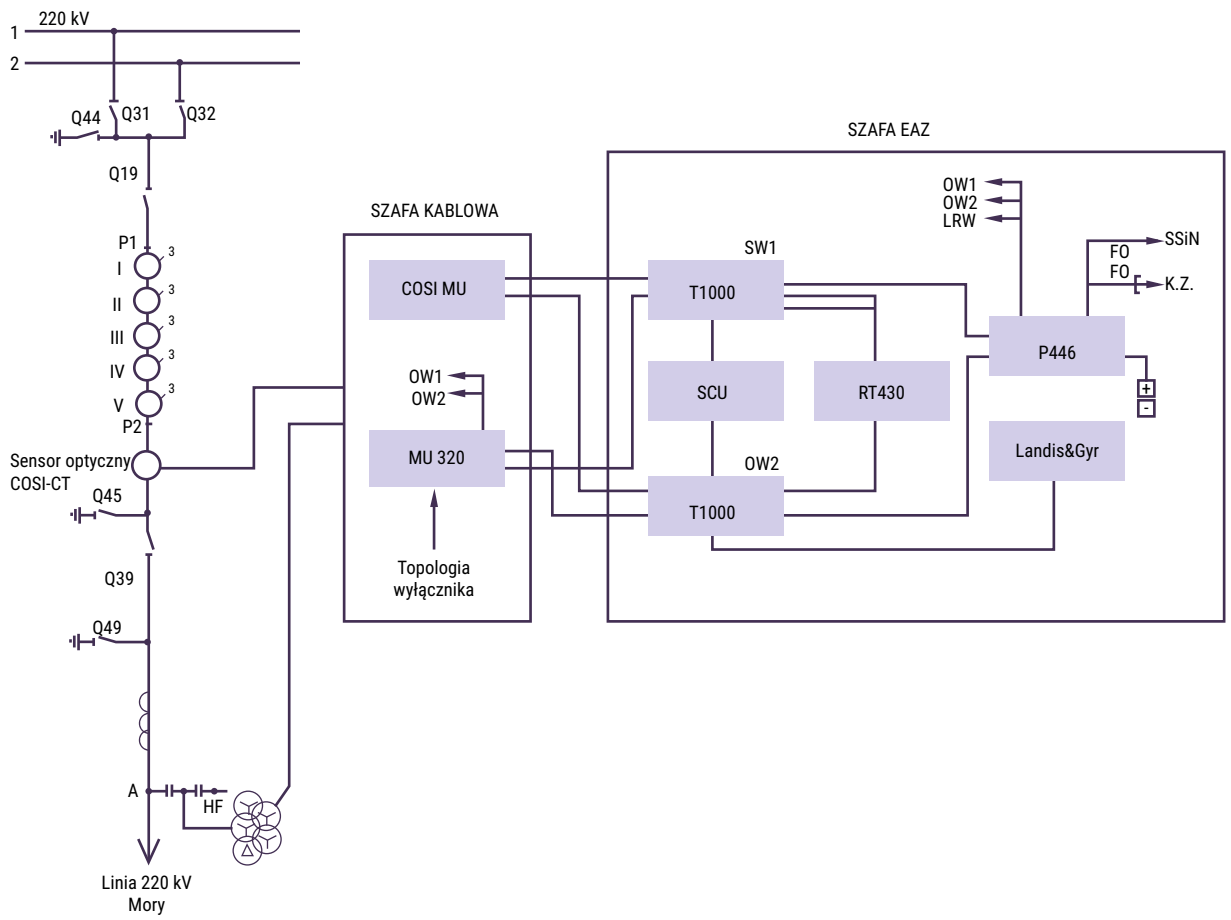
4. Budowa pola liniowego z wykorzystaniem technologii cyfrowej

Obwody wtórne, wykonane w technologii cyfrowej, zwiększają niezawodność i wprowadzają znaczną redukcję kosztów w porównaniu do instalacji obecnie stosowanych. Dotyczy to szczególnie oszczędności w zakresie połączeń miedzianych. Nowy sposób komunikacji pomiędzy urządzeniami stacyjnymi, oparty na protokole IEC 61850, umożliwia wprowadzenie komunikatów typu GOOSE, co w konsekwencji ma prowadzić do szybszej, niezawodnej wymiany danych, co przełoży się na czas trwania wyłączeń, spowodowany działaniem urządzeń EAZ, jak również czas podejmowania decyzji ze strony służb dyspozytorskich. Mierzalne korzyści z wykorzystania technologii cyfrowej w obwodach wtórnych:

- możliwość wprowadzenia modernizacji stacji elektroenergetycznych, przy uzyskaniu znacznych oszczędności finansowych w porównaniu z klasyczną budową;

→

→ Rysunek 1



Schemat poglądowy realizacji układu, gdzie: COSI MU – optoelektronika dostarczająca SV (u, i, t), MU320 oraz SCU moduł wejść/wyjść z GOOSE, RT430 – zegar GPS z dokładnością 100 ns, P446 – zabezpieczenie odległościowe z SV i GOOSE, Landis&Gyr – licznik energii z SV, T1000 – przełącznik Ethernet.

- oszczędności związane z zastąpieniem kabli miedzianych światłowodami;
- skrócenie czasu działania układów EAZ, w związku z wprowadzeniem cyfrowego przekazu informacji;
- zastąpienie urządzeń analogowych urządzeniami cyfrowymi, co przełoży się na możliwość wykorzystania zaimplementowanych w tych urządzeniach funkcji samotestujących, pozwalających ograniczyć częstotliwość sprawdzeń eksploatacyjnych;
- skrócenie czasu trwania zwarć w KSE, co bezpośrednio przełoży się na pracę nowych bloków energetycznych, które wymagają czasu eliminacji zwarć w zakresie 120–180 ms, aby móc pracować bez ryzyka utraty synchronizmu;
- możliwość zmiany dotychczasowych koncepcji w zakresie działania niektórych automatyk systemowych, co będzie miało wpływ na skrócenie czasu działania tych automatyk, tym samym skracając czas trwania zakłócenia w sieci KSE;
- wyeliminowanie negatywnego wpływu pól magnetycznych i elektrycznych na obwody i urządzenia zainstalowane w obwodach wtórnych, poprzez eliminację wiązek przewodów miedzianych, w których indukują się te pola;
- możliwości przesyłania bardzo dużej ilości sygnałów do systemów zdalnych, co ma związek z zastosowaniem światłowodów i nowoczesnych układów transmisji danych;
- ograniczenie liczby przekaźników pośredniczących w obwodach wtórnych oraz miejsca potrzebnego na zainstalowanie poszczególnych elementów pola;
- wyeliminowanie niektórych czynności eksploatacyjnych, dotychczas realizowanych na stacjach, np. pomiar rezystancji izolacji kabli, co przełoży się na krótszy czas wyłączeń poszczególnych pól systemu KSE, zapewniając tym samym pełną ich dyspozycyjność.

Na bazie powyższych informacji i trwających blisko dwa lata przygotowań PSE SA podjęło decyzję o uruchomieniu pracy badawczo-rozwojowej pn. „Budowa pola liniowego z wykorzystaniem technologii cyfrowej". Przedmiotowa praca uruchomiona 31 grudnia 2015 r. i składająca się z kilku etapów miała na celu wybudowanie w wybranym polu liniowym 220 kV, istniejącej stacji elektroenergetycznej PSE SA, redundantnego układu wykonanego w technologii cyfrowej, bez zmiany istniejącej infrastruktury. Praca obejmowała posadowienie na stacji elektroenergetycznej urządzeń obwodów pierwotnych oraz wtórnych. Głównym celem pracy było wybudowanie infrastruktury technicznej opartej na urządzeniach cyfrowych i porównanie tej technologii z dotychczas stosowaną. W przypadku potwierdzenia założonych korzyści ze stosowania tej technologii przygotowanie ze strony PSE SA założeń do budowy obiektów elektroener-

getycznych w pełni cyfrowych. Schemat funkcjonalny zastosowanych urządzeń, w tym urządzeń z obszaru EAZ, przedstawiono na **rys. 1**.

Jako obiekt, w którym rozpoczęto realizację zadania, wybrano stację elektroenergetyczną 400/220/110 kV Miłosna i pole liniowe 220 kV Mory. Biorąc pod uwagę, że stacja Miłosna została w ostatnich latach kompleksowo zmodernizowana w zakresie obwodów wtórnych, urządzenia w niej zainstalowane umożliwiają wprowadzenie technologii cyfrowej, jak również komunikacji z wykorzystaniem protokołu komunikacyjnego IEC 61850, przy doposażeniu stacji w dodatkowe urządzenia teleinformatyczne.

Dotychczas w KSE nie było wybudowanego pola w technologii cyfrowej. Energetyka światowa od wielu lat prowadzi eksploatację tego typu obiektów, w różnej konfiguracji wykonania. Obecnie w KSE stosuje się w obwodach wtórnych rozwiązania, które mogą być zaadaptowane do funkcjonowania pola cyfrowego. Urządzenia automatyki elektroenergetycznej czy przesyłanie informacji z wykorzystaniem protokołu komunikacyjnego IEC 61850 stosowane są w KSE od wielu lat i stanowią element wyposażenia takiego pola. Zakładany sześciomiesięczny okres budowy pola cyfrowego w ramach realizacji pracy badawczo-rozwojowej oraz późniejsza próbna eksploatacja (okres kilku miesięcy) pozwolą na zaznajomienie się z zaletami oraz ewentualnymi problemami w eksploatacji tego rodzaju urządzeń.

Obecna wiedza PSE SA w zakresie nowych technologii pozwoliła wybudować pole cyfrowe i powiązać je z pozostałą częścią stacji elektroenergetycznej. Pole cyfrowe pozwoli w pełni wykorzystać dotychczas stosowane urządzenia obwodów wtórnych, co może przełożyć się na rozwój tej grupy urządzeń, ponieważ służby eksploatacyjne wzbogacą się o wiele doświadczeń wynikających z zastosowania tej technologii.

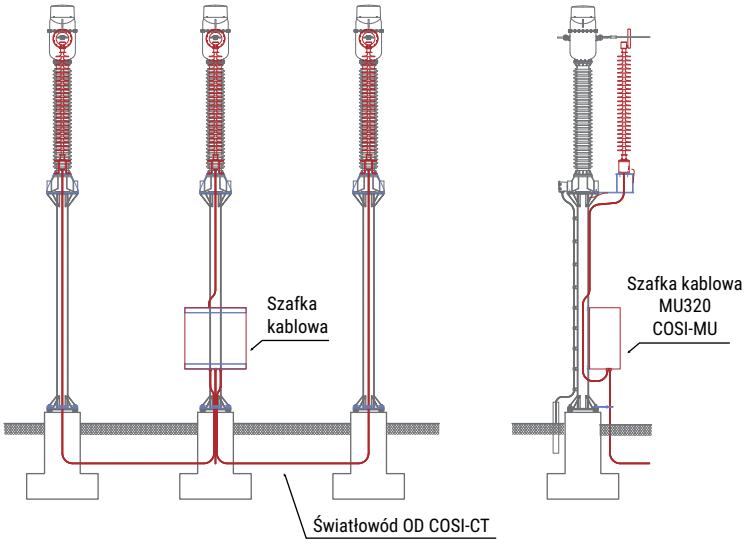
Kluczowym elementem zastosowanym w ramach realizacji pracy badawczo-rozwojowej było zainstalowanie sensorów prądowych, które docelowo mają zastąpić dotychczas stosowane przekładniki prądowe. Miejsce zainstalowania sensorów, na tle istniejącej aparatury pola, zostało pokazane na **rys. 2** i **rys. 3**.

Pierwsze pilotażowe pole w stacji elektroenergetycznej PSE SA, pracujące w technologii cyfrowej, zostało wybudowane jako dodatkowa aparatura istniejącego pola, przy zastosowaniu:

Rysunek 2

Sensor prądowy COSI-CT.

Rysunek 3



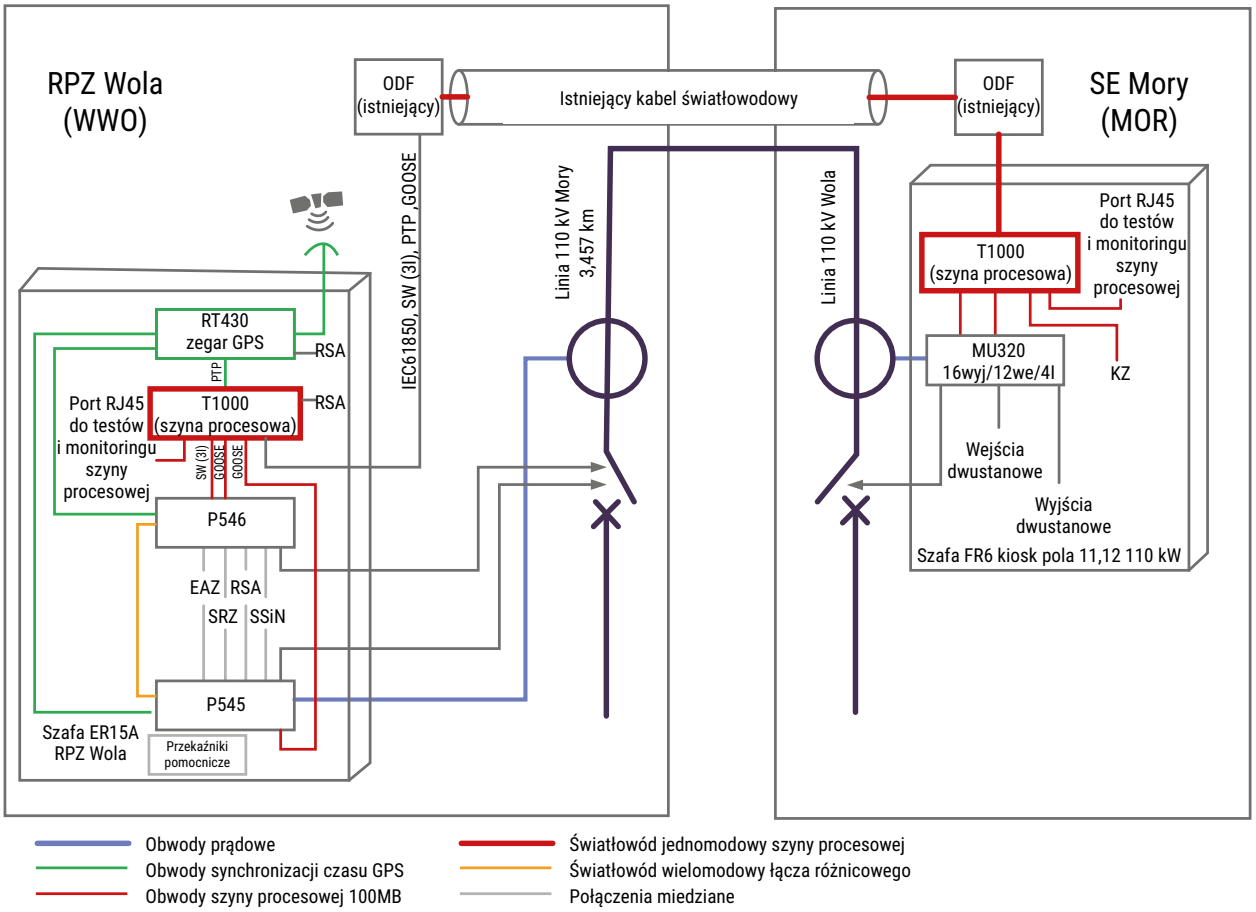
Sensor prądowy COSI-CT i szafka kablowa na istniejącej konstrukcji przekładników prądowych pola 220 kV.

- sensorów prądowych typu COSI-CT firmy General Electric (GE), po jednym na fazę, co w przyszłości pozwoli wyeliminować dotychczas stosowane olejowe przekładniki prądowe, uzyskując dzięki temu redukcję rozmiaru pola (do 15%) i oszczędności związane z budową fundamentów (do 50%), przekładając się na wymierne korzyści finansowe;
- komunikacji cyfrowej, która pozwoli na redukcję kosztów wynikających z eliminacji drogich drutów miedzianych (do 80%), zredukowanie czynności sprawdzania stanu kabli miedzianych (do 80%), a w przypadku nowej stacji na redukcję kosztów związanych z ułożeniem kabli i budową kanałów (do 80%) dodatkowo uzyskana zostanie wolna przestrzeń w szafach zabezpieczeniowych (do 50%);
- nowej szafy kablowej, w której skład wchodzą:
  - » moduł cyfrowy typu MU320, służący do przekazania rozkazu wyłączenia wyłącznika oraz pozyskania informacji o jego położeniu (włączony/wyłączony);
  - » urządzenie optoelektroniki typu COSI-MU, stanowiące wraz z sensorem →

Rysunek 4

Szafa EAZ wraz z wyposażeniem.

Rysunek 5



Schemat poglądowy połączenia urządzeń zastosowanych przy realizacji pracy badawczo-rozwojowej. RT430 – zegar GPS z PTP, T1000 – przełącznik Ethernet, P546 – półkomplet zabezpieczenia różnicowego z SV i GOOSE, P545 – półkomplet zabezpieczenia różnicowego z GOOSE, MU320 – przetwornik analogowo-cyfrowy prądów i napięć (SV) z wej./wyj. dwustanowymi (GOOSE) synchronizowany poprzez PTP. Odległość między stacjami 3,457 km.

optycznym typu COSI-CT układ optycznego przekładnika prądowego. COSI-MU integruje sygnały w postaci analogowej z istniejących konwencjonalnych przekładników napięciowych typu CPTf 245, tak aby na portach Ethernet dostarczać komplet próbek prądów i napięć z cechą czasu (komunikaty SV publikowane 80 razy na okres). Z komunikatów SV korzystają zabezpieczenie odległościowe oraz licznik energii. Optoelektronika nadzoruje prawidłowość pomiarów prądów, realizowane przez sensory optyczne COSI-CT,

- nowej szafy EAZ, w której skład wchodzi:
  - » zabezpieczenie odległościowe typu P466 firmy GE, realizujące podstawowe funkcje zabezpieczeniowe, w tym funkcję podimpedancyjną, mające wejścia i wyjścia cyfrowe oraz będące źródłem komunikatów w zakresie zdarzeń, alarmów i pomiarów dla istniejącego stacyjnego Systemu Sterowania i Nadzoru (SSiN);
  - » moduł wejść/wyjść dwustanowych typu SCU, realizujący połączenie zabezpieczenia P446 z tradycyjnymi obwodami pola. Zapewnia rozszerzenie ilości wejść/wyjść;
  - » przełączniki Ethernet typu T1000. Jeden z nich pełni rolę szyny procesowej dla układu pomiaru energii elektrycznej. Drugi pełni rolę szyny procesowej P446. Oba T1000, poprzez wydzielenie VLAN, stanowią układ podsieci redundancji PRP szyny stacyjnej;
  - » licznik firmy Landis&Gyr, do którego doprowadzono napięcia i prądy w postaci cyfrowej z wykorzystaniem standardu SV IEC 61850;
  - » zegar GPS typu RT430 posiadający dokładność 100 ns, służący do synchronizacji czasowej zastosowanych w pracy badawczo-rozwojowej nowych elementów;
  - » powiązania nowych urządzeń pola cyfrowego z istniejącymi urządzeniami stacyjnymi: SSiN, rejestrator zakłóceń, rejestrator zdarzeń, koncentrator zabezpieczeń, Rezerwowa Sygnalizacja Awaryjna (RSA).

Na **rys. 4** pokazano wygląd dodatkowo zainstalowanej szafy EAZ, w której zainstalowane zostały urządzenia w ramach pracy badawczo-rozwojowej. Zmiana, którą można zauważyć w stosunku do obecnie stosowanej technologii, to brak dodatkowych przekaźników pośredniczących.

5. Projekt instalacji zabezpieczeń odcinkowych na liniach WN z wykorzystaniem sensorów prądowych lub przetworników analogowo-cyfrowych

Główną ideą, jaka przyświecała projektowi badawczo-rozwojowemu, było sprawdzenie, czy jest możliwa zmiana dotychczasowej koncepcji pracy zabezpieczenia odcinkowego linii wysokiego napięcia w sposób zapewniający dotychczasową funkcjonalność przy instalacji obu półkompletów zabezpieczenia w jednej stacji (po jednej stronie linii). Zabezpieczenie odcinkowe, wykonane w dotychczas stosowanej technologii, składa się z dwóch terminali EAZ (półkompletów), każdy instalowany na jednym końcu linii. Współpraca między urządzeniami zapewniona jest poprzez łącza światłowodowe. Koncepcja przeniesienia obu półkompletów zabezpieczenia odcinkowego na jeden koniec linii wynikała z potrzeby jasnego określenia granic własności majątkowych urządzeń na styku dwóch operatorów systemów elektroenergetycznych, usprawnienia procesu eksploatacji (jeden właściciel) i skrócenia czasu weryfikacji poprawnego ich działania. Pomocna w opracowaniu koncepcji pracy badawczo-rozwojowej okazała się wiedza na temat nowych technologii oferowanych przez rynek energetyczny, jak również wiedza o możliwości zastosowania protokołu komunikacyjnego IEC 61850 i komunikatów GOOSE. Na **rys. 5** przedstawiono schemat wdrożonej pracy i uruchomionych urządzeń.

Obiektami, w których wdrożono rozwiązanie, są: stacja elektroenergetyczna 220/110 kV Mory, stanowiąca własność PSE SA, oraz stacja 110/Sn kV Wola, stanowiąca własność Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) wraz z linią 110 kV, łączącą oba obiekty elektroenergetyczne.

Przetwornik analogowo cyfrowy typu MU320 mierzy wartości analogowe prądu w stacji Mory i przetwarza je na postać cyfrową, w postaci komunikatów IEC 61850 SV. Komunikaty te są przesyłane za pośrednictwem przełącznika Ethernet oraz łącza światłowodowego na drugi koniec linii do stacji Wola, w której znajdują się dwa półkomplety zabezpieczenia odcinkowego.

Terminal P546 jest dedykowany do przyjęcia pomiaru prądu (komunikat SV) dokonanego w stacji Mory przez MU320. Drugi półkomplet typu P545 podłączony jest do tradycyjnych przekładników prądowych. Wymiana informacji dwustanowych w całym układzie odbywa się przy wykorzystaniu GOOSE. Dotyczy to także wypracowanej przez terminale (stacja Wola) komendy wyłącz. Poprzez łącze światłowodowe trafia ona do MU320 (stacja Mory), a następnie analogowo do cewki wyłącznika. MU320 (stacja Mory) jest synchronizowany poprzez zegar GPS (stacja Wola) w standardzie PTP. Co ważne, mechanizm synchronizacji czasu wykorzystuje te same łącza światłowodowe co komunikaty GOOSE i SV. Wartość czasu opóźnienia, wynikająca z tytułu przesłania sygnałów GOOSE pomiędzy obiema stacjami, wynosi ok. 1,8 ms.

Zebrane doświadczenie podczas uruchomienia pracy i eksploatacja nowego rozwiązania potwierdza możliwość poprawnego wdrożenia komunikatów GOOSE w obiektach elektroenergetycznych, jak również zastosowanie urządzeń wykonanych w technologii cyfrowej, dotychczas niestosowanych w obiektach PSE SA. Dodatkowym atutem wdrożonego rozwiązania jest możliwość bieżącej, ciągłej diagnostyki połączeń komunikacyjnych, dostępności w sieci samych urządzeń oraz informacji przez nich przesyłanych, co wynika z zastosowanego protokołu komunikacyjnego IEC 61850. Daje to argument do wydłużenia czasu pomiędzy przeglądami okresowymi urządzeń.

6. Zakres zmian niezbędnych do zastosowania komunikatów GOOSE w istniejącej stacji elektroenergetycznej najwyższych napięć

Powstanie obiektu w pełni cyfrowego wiąże się z budową nowej stacji elektroenergetycznej lub modernizacją istniejącej. O ile budowa nowego obiektu →

→ na etapie projektowania pozwala od podstaw na wdrożenie nowych technologii, o tyle modernizacja istniejącego obiektu może przysporzyć wiele trudności. W celu określenia zmian w istniejącej stacji elektroenergetycznej, niezbędnych do wdrożenia podstawowego elementu stacji cyfrowej (komunikatów typu GOOSE), podjęto przez PSE SA próbę określenia zakresu tych zmian.

Możliwość wdrożenia komunikatów typu GOOSE, w istniejącej stacji elektroenergetycznej wykonanej w technologii tradycyjnej, została rozpatrzona na przykładzie wspomnianej już stacji 400/220/110 kV Miłosna, której modernizacja zakończona została kilka lat temu. Informacja ta jest istotna, ponieważ zastosowane obecnie w stacji urządzenia mają za sobą kilkuletni okres pracy, a większość z nich, z chwilą, kiedy były instalowane, miała już możliwość współpracy z nowym protokołem komunikacyjnym IEC 61850. Głównym medium komunikacyjnym w stacji jest protokół komunikacyjny PN-EN 60870-5-103, natomiast komunikaty GOOSE są elementem protokołu komunikacyjnego IEC 61850. W związku z powyższym zmiana protokołu PN-EN 60870-5-103 na IEC 61850 wiązać się będzie z wprowadzeniem zmian w obszarze zastosowanego na stacji oprogramowania oraz zastosowanych urządzeń. Niezbędny stanie się montaż dodatkowych przełączników Ethernet, a także interfejsów komunikacyjnych w urządzeniach EAZ. Jeśli zainstalowane urządzenia mają budowę modułową, procesor komunikacyjny znajduje się zazwyczaj w jednym z modułów, innym niż procesor główny. Fakt, czy zmiana będzie dotyczyć wyłącznie tego modułu, czy zmianą będzie objęty także moduł z procesorem głównym, zależy od konstrukcji urządzenia. Każdy przypadek modernizacji urządzeń należy rozpatrywać indywidualnie. Jeśli wymiana będzie dotyczyć również płyty głównego procesora, może się okazać, że koszt wprowadzonych zmian będzie porównywalny z zakupem i instalacją nowego urządzenia. Zakres wymaganych zmian dla stacji Miłosna, zaprezentowany na przykładzie wybranej rozdzielni, jest następujący [1]:

- Zastosowane w stacji Zabezpieczenie Szyn Zbiorczych wykonane zostało w technologii elektromechanicznej. Użyta technologia nie umożliwia w sposób prosty przejścia na technologię GOOSE. W związku z powyższym zdefiniowano dwie możliwości integracji urządzenia z protokołem komunikacyjnym IEC 61850:
  - » pozostawienie zabezpieczenia w wykonaniu obecnej technologii i zastosowanie elementu dodatkowego w postaci modułu wejść/wyjść typu SCU/MU, w którym informacje analogowe zostaną przekonwertowane na postać cyfrową i dalej będą dystrybuowane w protokole IEC 61850;
  - » wymianę zabezpieczenia na nowe, wraz z jego istniejącym okablowaniem.
- Lokalna Rezerwa Wyłącznikowa jest zrealizowana na urządzeniach, które mają techniczną możliwość zmiany protokołu z PN-EN 60870-5-103 na IEC 61850.
- Sterowniki polowe urządzeń EAZ oraz sterowniki Systemu Sterowania i Nadzoru (SSiN) zastosowane w polach rozdzielni mają możliwość aktualizacji kart komunikacyjnych do zgodnych z protokołem IEC 61850. Dodatkowe doposażenie (zakup, montaż i uruchomienie) w karty komunikacyjne IEC 61850 Ed.2 sterowników pól rozdzielni oraz wykonanie konfiguracji raportów MMS oraz sterowania SSiN, w zakresie listy sygnałów. Uruchomienie i przetestowanie poprawności przesyłania wszystkich sygnałów wysyłanych do SSiN z poszczególnych urządzeń rozdzielni.
- W większości urządzeń polowych EAZ (terminalach zabezpieczeń) wybór protokołu jest związany z wymianą karty komunikacyjnej z obsługującej protokół PN-EN 60870-5-103 na obsługującą protokół IEC 61850. Co do kilku terminali zabezpieczeń wymagany jest bezpośredni kontakt z ówczesnym dostawcą, w celu ustalenia możliwości przeprowadzenia takiej wymiany, a jeśli nie jest to możliwe, urządzenia będą musiały zostać wymienione na nowe, obsługujące protokół komunikacyjny IEC 61850.
- Synchronizacja rozdzielni składa się z aplikacji PC, która jest widoczna poprzez współpracujący z układem monitor oraz urządzenia EAZ pełniącego funkcję synchronizatora. Ze względu na ograniczoną ilość sygnałów wymaganych do poprawnej pracy układu, komunikacja może odbywać się w formie dotychczasowej – stykowej – lub zostać zaadaptowana na potrzeby protokołu IEC 61850.
- Centralny Rejestrator Zakłóceń nie ma możliwości komunikacji w protokole IEC 61850, w związku z czym wymaga wymiany na nowe urządzenie, obsługujące ten protokół komunikacyjny. Wymagana jest również instalacja (zakup, montaż i uruchomienie) w szafie rejestracji zdarzeń i zakłóceń rozdzielni nowego cyfrowego rejestratora, który ma redundantne w protokole PRP porty komunikacyjne do podłączenia szyny stacyjnej IEC 61850. Rejestrator ten będzie przeznaczony do rejestracji komunikatów GOOSE.
- Montaż dwóch przełączników Ethernet w każdej szafie wyposażonej w urządzenia EAZ. Przełączniki Ethernet należy zainstalować także w szafie rejestracji zdarzeń i zakłóceń oraz sterownika ogólnostacyjnego rozdzielni. Jeden z przełączników, zainstalowany w każdej szafie EAZ, realizować będzie szynę stacyjną podsieci A redundancji PRP, a drugi szynę stacyjną podsieci B redundancji PRP.
- Sygnały doprowadzone do urządzeń Sygnalizacji Centralnej stacji muszą być przekazywane w postaci połączeń miedzianych, wobec powyższego nie podlegają zmianom.
- Koncentrator Zabezpieczeń wymaga zmiany protokołu komunikacyjnego, do komunikacji z SSiN, na protokół IEC 61850.
- Instalacja w obwodach wtórnych rozdzielni nowych połączeń światłowodowych (zakup, ułożenie, uruchomienie) tworzących sieć stacyjną opartą na protokole komunikacyjnym IEC 61850.
- Utworzenie szyny stacyjnej, dedykowanej do przesyłania informacji. Stwierdzono, że ze względu na rodzaj zastosowanych urządzeń nie ma możliwości utworzenia szyny procesowej. Należy utworzyć szynę stacyjną podsieci A redundancji PRP oraz drugą szynę stacyjną podsieci B redundancji PRP.
- Instalacja (zakup, montaż i uruchomienie) urządzenia GPS rozdzielni z redundantnym portem PRP IEC 61850 do synchronizacji urządzeń stacyjnych.
- Instalacja w każdej szafce kablowej pola rozdzielni dwóch modułów wejść/wyjść typu SCU/MU, z redundantnymi w protokole PRP portami komunikacyjnymi IEC 61850. Moduły powinny mieć odpowiednią dla danego typu pola liczbę wejść/wyjść (realizacja technologii GOOSE pomiędzy obwodami wtórnymi aparatury pierwotnej a szafami EAZ i sterownika pola).

- Uruchomienie i przetestowanie całościowej wymiany informacji urządzeń podłączonych do szyny stacyjnej IEC61850, sprawdzenie poprawności działania automatyk zainstalowanych na rozdzielni. Sprawdzenie natężenia ruchu sieciowego na poszczególnych wirtualnych sieciach LAN w przełącznikach sieciowych.
- Demontaż zbędnych połączeń miedzianych w poszczególnych szafach EAZ oraz szafkach kablowych.
- Demontaż zbędnych urządzeń zainstalowanych w obwodach wtórnych rozdzielni.

Na podstawie przeprowadzonej analizy, poprzedzającej decyzję o zastosowaniu komunikatów GOOSE w obiektach istniejących najwyższych napięć, należy wziąć pod uwagę [1]:

- Istnieje możliwość wprowadzenia szyny stacyjnej IEC 61850 na stacjach, gdzie w zastosowanych urządzeniach z obszaru EAZ możliwa jest wymiana karty komunikacyjnej PN-EN 60870-5-103 na IEC 61850.
- Wprowadzenie protokołu komunikacyjnego IEC 61850 nie musi wiązać się ze zmianami struktury komunikacyjnej układu SSiN od sterowników polowych i ogólnostacyjnych w kierunku SSiN. Wymagana może okazać się wymiana karty komunikacyjnej PN-EN 60870-5-103 na IEC 61850.
- Na już uruchomionych stacjach nie jest możliwe wprowadzenie szyny procesowej wykorzystującej komunikaty SV (próbki z cechą czasu), gdyż nie ma możliwości wymiany tradycyjnej karty wejść analogowych w zabudowanych urządzeniach (In = 1A/5A, Un = 100 V) na kartę komunikacyjną obsługującą protokół IEC 61850. Nie ogranicza to jednak w żaden sposób możliwości wykorzystania technologii GOOSE.
- Wprowadzenie szyny stacyjnej IEC 61850 nie musi ograniczać się wyłącznie do urządzeń w szafach EAZ, może być także rozszerzone o zbieranie i przesyłanie informacji poprzez łącza światłowodowe z urządzeń pierwotnych, pod warunkiem zainstalowania w szafkach kablowych redundantnych modułów wejść/wyjść typu SCU, wyposażonych w redundantne (PRP) łącze komunikacyjne IEC 61850. Takie rozwiązanie zmniejszy ilość przewodów miedzianych, zastosowanych pomiędzy urządzeniami obwodów pierwotnych a szafami EAZ oraz SSiN.
- Wdrożenie szyny stacyjnej IEC 61850 zwiększa pewność i niezawodność działania urządzeń EAZ, gdyż połączenia komunikacyjne wykorzystujące komunikaty GOOSE podlegają ciągłej diagnostyce oraz umożliwiają bieżącą rekonfigurację logiki działania układów EAZ.
- Komunikaty GOOSE mogą wyeliminować około 80% połączeń miedzianych związanych z wymianą informacji, przy zwiększeniu szybkości przekazu z 15–25 ms do 3–16 ms, oraz gwarantują pewność, bezpieczeństwo i niezawodność.

Podsumowanie

Postęp we wdrożeniu cyfryzacji w obiektach elektroenergetycznych najwyższych napięć, w zakresie obwodów wtórnych, najlepiej jest prześledzić, biorąc pod uwagę zmiany, które zostały wprowadzone w obiektach PSE SA na przełomie ostatnich lat.

Pozyskana podczas realizacji projektów badawczo-rozwojowych wiedza techniczna dała możliwość zastosowania na obiektach PSE pierwszych urządzeń w obwodach pierwotnych (sensory prądowe) oraz obwodach wtórnych, których zasada działania opiera się na komunikatach typu GOOSE i SV. Znajomość zmian, jakie należy wdrożyć do obecnie istniejących obiektów elektroenergetycznych, aby wykorzystać komunikację GOOSE, pozwala na wcześniejsze określenie zakresu wymaganych zmian. W takim przypadku należy również sprawdzić uzasadnienie ekonomiczne ich wdrożenia. Niezależnie od tego postępujący proces wdrażania nowych technologii i rozwiązań innowacyjnych uświadamia nam, że należy niezwłocznie rozpocząć proces szkoleń, aby uzyskana wiedza pomogła sprawniej przeprowadzić proces cyfryzacji obiektów elektroenergetycznych.

Research and development works and experiences of PSE SA aimed at digitization of power facilities in the transmission network

The article presents the actions taken so far by Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA) within the framework of the execution of research and development works aimed at the construction of the first fully digital power station in the Polish National Power System (KSE). The works have been completed and the constructed technical infrastructure is currently in operation. The article also describes the scope of the implemented works, indicates new deployed technologies not yet used in power facilities of PSE SA and specifies the expected benefits from their use. It also indicates the scope of the required changes in the already existing power station in order to implement the first, primary component of the digital station, i.e. GOOSE messages. ■

Piśmiennictwo

[1] Praca rozwojowa na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA – ***Automatyka stacyjna oparta na protokole komunikacyjnym IEC 61850 z wykorzystaniem komunikatów GOOSE*** (Generic Object Oriented System Events), 2015.

[2] Dokumentacja projektowa, wykonana na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, pracy badawczo rozwojowej pn. ***Budowa pola liniowego z wykorzystaniem technologii cyfrowej***, 2015.

[3] Dokumentacja projektowa, wykonana na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, pracy badawczo rozwojowej pn. ***Projekt instalacji zabezpieczeń odcinkowych na liniach WN z wykorzystaniem sensorów prądowych lub przetworników analogowo-cyfrowych***, 2015.

[4] *Raport Zrównoważonego Rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA*, 2016.

mgr inż.
Krzysztof Dąbrowski,
PSE SA

mgr inż.
Marcin Małecki,
PSE SA

mgr inż.
Stanisław Pokora,
PSE SA

mgr inż.
Grzegorz Szabłowski,
PSE SA

Układ przesyłowy łączący systemy Polski i Litwy, wybrane aspekty techniczne i organizacyjne z procesu projektowania i budowy

Streszczenie

W artykule omówiono wybrane zagadnienia związane z budową połączenia układów przesyłowych Polski i Litwy z wykorzystaniem układu energoelektronicznego wielkiej mocy typu back-to-back (BTB). Opisano proces doboru technologii układu HVDC oraz rozwiązań układów prądu przemiennego, wymuszonych przez zastosowanie określonych technologii. Ze względu na organizację projektu (główne obszary decyzyjne w zakresie doboru technologii po stronie litewskiej) zwrócono także uwagę na zapewnienie odpowiednich rozwiązań w sieci budowanej na terenie Polski, tak aby mogła ona pełnić rolę zarówno w przesyle energii przez granicę, jak i zasilać północno-wschodnie regiony kraju.

1. Geneza

Prace koncepcyjne i studialne na temat połączenia systemów przesyłowych Polski i Litwy podjęto na początku lat 90. XX w. Umowę o współpracy, w której ramach Lietuvos Energija AB i PSE SA postanowiły rozpatrzyć możliwości budowy linii elektroenergetycznej łączącej systemy obu krajów, podpisano w 1992 r. Pod uwagę brano różne warianty połączenia, np. wydzielenie obszaru północno-wschodniego Polski o szczytowym poborze mocy rzędu 450–500 MW, powiązania sieci PL i LT na napięciu 110 kV. Ostatecznie jako projekt do realizacji przyjęto wariant umożliwiający współpracę systemów za pomocą wstawki BTB o mocy 500 MW.

2. Założenia (2009 r.)

Współpraca operatorów w projekcie realizacji połączenia rozpoczęła się od określenia wymagań technicznych. Ze strony PSE zdefiniowano je następująco:

- Import mocy z Litwy do Polski powinien być możliwy w zakresie 0–600 MW w okresie 2015–2020, import i eksport mocy w zakresie 0–1000 MW po roku 2020.
- Linia międzysystemowa 400 kV w wykonaniu dwutorowym o przepustowości każdego toru nie mniejszej niż moc układu BTB. Przewody robocze 3 x 350 mm^2.
- Wstawki BTB na połączeniu Polska – Litwa powinny być dwie, każda o mocy 500 MW lub 600 MW, symetryczne z możliwością pracy równoległej.
- W stacji Alytus (miejsce instalacji konwertera) należy przewidzieć rozdzielnię 400 kV z polami do przyłączenia dwóch linii 400 kV, dwóch układów BTB i układów kompensacji mocy biernej. Układ rozdzielni powinien zapewniać wysoki poziom niezawodności połączenia – sugerowane układy 3/2 W lub 2 W.
- Kompensacja mocy biernej na poziomie 100 Mvar dla utrzymania poziomów napięć w stanie bezobciążeniowym i 150 Mvar przy maksymalnej wartości mocy czynnej przesyłanej na połączeniu Polska – Litwa.
- Dostosowanie układu BTB do poziomów prądów zwarciowych w przewidywanych etapach rozwoju systemu.
- Stosowanie automatyki SPZ jednofazowego, bez konieczności odstawiania układu BTB.

- Odwzorowanie układu w systemach wizualizacji dyspozytorskiej PSE, możliwość przekazywania uprawnień do sterowania układem.
- Możliwość podawania napięcia z systemu litewskiego w celu odbudowy po blackoucie.
- Wyposażenie w układ regulacji mocy czynnej, nastawiany zgodnie z ustaleniami poczynionymi przez operatorów Polski i Litwy.
- Udostępnienie modelu układu BTB na potrzeby wykonywania analiz bezpieczeństwa pracy systemu.

3. Prace przygotowawcze, rozpoznanie rynku i technologii HVDC

W 2009 r. po stronie PSE powołano grupę specjalistów zwaną Zespołem Roboczym ds. Technicznych, której powierzono prowadzenie uzgodnień technicznych ze stroną litewską. Pomimo że zespół zaczął działać w czasie, gdy wiele decyzji, zarówno po stronie polskiej, jak i litewskiej było już podjętych, to patrząc z perspektywy czasu i wykonanych prac, udało się zrealizować wiele nowatorskich rozwiązań, które umożliwiły doprowadzenie projektu do końca i pozwalają na prawidłową i bezawaryjną jego eksploatację.

Przystępując do rozmów technicznych, przedstawiciele PSE bazowali przede wszystkim na doświadczeniach z eksploatacji układu przesyłowego Słupsk – Starno, uruchomionego w roku 2000. Połączenie Polska – Szwecja zostało zbudowane z użyciem podmorskiego kabla prądu stałego o długości około 255 km z żyłą powrotną i układu przetwarzania AC/DC opartego na technologii tyrystorowej (CSC – źródło prądowe) jest zdolne do przesłania mocy 600 MW w obu kierunkach. Szczególne przypadki pracy tego łącza zwróciły uwagę na jego wrażliwość na stany asymetrycznej pracy sieci przesyłowej oraz stany, w których poziom mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia jest bliski dopuszczalnego minimum.

Najczęstszą przyczyną powodującą asymetrię jest wyłączenie jednej z faz linii przesyłowej, będące następstwem zwarcia faza – ziemia i przywracanie układu za pomocą automatyki samoczynnego ponownego załączenia. Układ konwerterowy zainstalowany w Słupsku nie „przetrwał" w stanie niepełnofazowego zasilania. Aby nie narażać układu na przewroty komutacyjne, które zawsze towarzyszą takim procesom, zdecydowano, że na czas realizacji cyklu automatyki SPZ jednofazowego układ DC będzie odstawiany.

Tabela 1. Porównanie układów

Cecha układu	Technologie tyrystorowe		Technologia tranzystorowa
	CSC	CCC	VSC
Short-Circuit Ratio (SCR) Etap I (2015): ok. 3,29 Etap II (2020): ok. 1,86	od 3,0 (wg ABB)	od 1,0	od 0
Straty przesyłu	0,7%	0,7%	Obecnie 1,0% – ale ABB planuje osiągnąć poziom ok. 0,7% w 2015/2020
Doświadczenie/ Dostępność technologii	3 dostawców Technologia rozwijana od ponad 40 lat	tylko ABB (opatentowana przez ABB)	Największe doświadczenie posiada ABB, ale również nie jest ono znaczne. Na 14 projektów VSC, jeden typu BtB
Konkurencja na rynku	największa	najmniejsza	średnia
Poziom konsumpcji mocy biernej – przy przesyle 500 MW – przy przesyle 1000 MW	ok. 300 MVAr ok. 600 MVAr	ok. 120 MVAr ok. 250 MVAr	0 (VSC może zarówno konsumować, jak i generować Q)
Odporność na wahania napięcia	najmniejsza	średnia	największa
Możliwość Black Startu	Nie	Nie	Tak

Reakcję układu na obniżoną moc zwarciową systemu AC zaobserwowano podczas poważnego zakłócenia, które miało miejsce w październiku 2008 r. Zaplanowany wówczas układ pracy łącze DC – system AC zakładał połączenie tylko przez jedną linię 400 kV. Współczynnik poziomu mocy zwarciowej w miejscu połączenia osiągnął wartość krytyczną, skutkiem czego nastąpiły długotrwałe kołysania mocy.

Okres, jaki upłynął od uruchomienia łącza Polska – Szwecja, był na tyle długi, że pozwalał przypuszczać, że w międzyczasie nastąpił rozwój technologii stosowanej w układach przekształtnikowych wielkich mocy, oraz udało się wyeliminować braki i problemy obserwowane na połączeniu „szwedzkim".

W celu zapoznania się z bieżącym stanem technologii zaproszono do rozmowy technicznej firmy specjalizujące się w konstruowaniu układów AC/DC na rynku europejskim. Na podstawie wstępnej specyfikacji technicznej przeprowadzono rozmowy z przedstawicielami: ABB, AREVA, SIEMENS.

Badania rynku wykazały, że oferowane projekty techniczne układów (**tab. 1.**) przetwarzania AC/DC opierały się na dwóch rozwiązaniach:

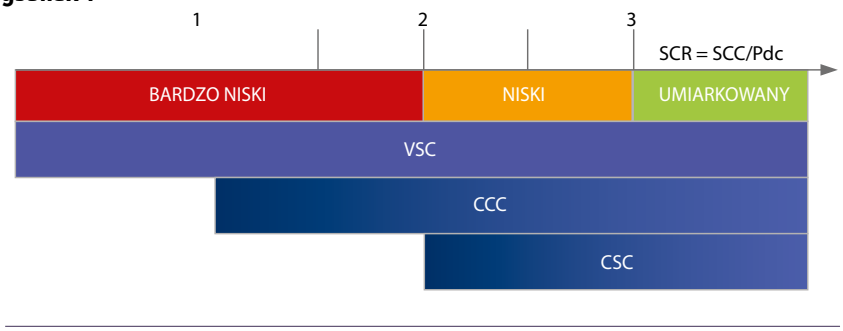
- Układ CSC (Current Source Converter) oparty na technologii tyrystorowej.
- Układ VSC (Voltage Source Converter) oparty na technologii tranzystorowej.
- Układ CCC (zmodyfikowany układ CSC – wyposażony w układy kondensatorów WE/WY).

Wyniki analiz porównawczych zwróciły szczególną uwagę na wymaganie odnośnie do poziomu mocy zwarciowej określanego przez współczynnik SCR (stosunek mocy zwarciowej systemu do mocy nominalnej układu HVDC), jaką powinien cechować się system prądu przemiennego. Obliczenia zwarciowe wykonane dla układów przewidywanych po stronie polskiej nie zapewniały w pewnych przypadkach dotrzymania wymaganego dla układów CSC poziomu SCR.

4. Studium wykonalności

Operator systemu litewskiego zlecił przygotowanie prac studialnych (Feasibility Study) firmie SWECO. Po wykonaniu analiz systemowych i rozważeniu →

→ **Rysunek 1**



Kryteria doboru technologii HVDC w odniesieniu do poziomu mocy zwarciowej (wg standardu IEEE 1204-1997).

uwarunkowań systemowych po stronie polskiej i litewskiej przedstawiono rekomendacje rozwiązań technicznych DC i AC:
- Układ HVDC oparty na rozwiązaniach CSC;
- Układ HVDC oparty na rozwiązaniach CSC i CCC dla mocy 1000 MW;
- Rozdzielnia 400 kV AC w układzie 3/2 W;
- Rozdzielnia 330 kV AC w układzie 3/2 W.

Jednoznaczną rekomendację dla technologii tyrystorowej, w PSE odebrano jako kontrowersyjną, zwłaszcza w aspekcie poziomu mocy zwarciowej, która dla układów n-1 osiągała wartość 1380 MVA, oraz stosowania w liniach sieci przesyłowej automatyki restytucyjnej jednofazowego samoczynnego ponownego załączania. Strona polska nie miała w tym projekcie głosu decyzyjnego. Na **rys. 1.** zobrazowano kryteria doboru technologii HVDC w odniesieniu do wymaganych poziomów mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia.

5. Analizy przygotowujące sieć polską do przyłączenia układu przekształtnikowego

Wraz z zakończeniem wstępnych prac studialnych przeprowadzonych przez firmę SWECO w 2011 r. dla stacji Alytus rozpoczęto opracowywanie szczegółowej specyfikacji technicznej (Detailed Technical Specification, DTS), która miała stanowić część dokumentacji przetargowej w celu wyboru wykonawcy stacji. Oprócz typowych, powtarzalnych wymagań odnośnie do wykonania tego typu obiektów DTS musiała zawierać także specyficzne elementy dla tego projektu wynikające ze szczególnych uwarunkowań systemowych po stronie polskiej. W tym celu po stronie PSE wykonano wiele analiz technicznych, które pod względem metod obliczeniowych i szczegółowości modelowania można podzielić na trzy grupy:
- obliczenia dla stanów ustalonych pracy systemu (rozpływowe i zwarciowe);
- symulacje elektromechanicznych stanów przejściowych;
- symulacje elektromagnetycznych stanów przejściowych.

W dalszej części omówiono w skrócie najważniejsze analizy, mające bezpośredni wpływ na przyjęte w projekcie rozwiązania oraz wymagające zaangażowania zewnętrznych konsultantów.

5.1. Dobór urządzeń do kompensacji mocy biernej

W związku z trwającymi jednocześnie przygotowaniami do uruchomienia zadań inwestycyjnych obejmujących budowę nowych stacji i linii w północno-wschodniej Polsce należało ostatecznie określić rodzaj, parametry i lokalizację urządzeń do kompensacji mocy biernej, które zostaną zainstalowane w naszym systemie. Zadanie to powierzono spółce PSE Innowacje. W przeprowadzonych analizach, oprócz klasycznych dławików, rozpatrzono także możliwość zastosowania kompensacji nadążnej w postaci energoelektronicznego urządzenia SVC (Static Var Compensator) w rozdzielni 400 kV w SE Ełk Bis. Wynikało to z przesłanek związanych z niskim poziomem mocy zwarciowej, pociągającym za sobą relatywnie duże skoki napięcia w przypadku wyłączenia długich linii 400 kV. W takiej sytuacji układ SVC w sposób natychmiastowy łagodziłby skutki zmiany bilansu mocy biernej wynikające z zaburzeń w sieci.

W pracach analitycznych wykorzystano model dynamiczny KSE, pozwalający na symulację elektromechanicznych stanów przejściowych pracy systemu, co pozwoliło na ocenę zasadności instalacji układu SVC, skądinąd kosztownego i nigdzie jeszcze niestosowanego w KSE. W ostatecznej rekomendacji dla Etapu I projektu PSE Innowacje zaproponowały instalację w rozdzielni 400 kV Ełk Bis trzech klasycznych dławików olejowych o stosunkowo małej mocy 50 MVAr. Niemniej jednak, mając w perspektywie II Etap budowy połączenia Polska – Litwa, w projekcie rozdzielni uwzględniono możliwość przyszłej instalacji układu SVC.

Ponadto ze względu na zidentyfikowane w analizach zagrożenie pojawienia się zbyt wysokiej wartości napięcia na końcu linii Ełk Bis – Alytus w przypadku jednostronnego otwarcia wyłącznika w SE Ełk Bis, dwa z dławików wyposażonych we własne wyłączniki postanowiono przyłączyć bezpośrednio do linii (każdego z dwóch torów), zaś tylko trzeci przyłączony został do gałęzi rozdzielni 400 kV. Biorąc pod uwagę wstępną propozycję przyłączenia dławików o takiej samej mocy do linii po stronie litewskiej, mielibyśmy do czynienia z symetrycznym układem kompensacji. Zwiększenie elastyczności układu poprzez dodanie odłącznika za dławikiem liniowym pozwala na jego wykorzystanie w przypadku odstawionej linii Ełk Bis – Alytus. Przy projektowaniu dławików należało uwzględnić zastosowanie automatyki jednofazowego SPZ na linii. Znalazło to ostatecznie odzwierciedlenie w specjalnej konstrukcji rdzenia ze szczeliną magnetyczną, co zapobiegać ma występowaniu niekorzystnych zjawisk indukcyjnych w asymetrycznych stanach zakłóceniowych.

Dodatkowo obliczenia statyczne wykazały konieczność instalacji dławików w stacji Narew i nowej stacji Łomża Systemowa. Ze względu na stopień zaawansowania projektu stacji Łomża Systemowa pozostano przy alternatywnym rozwiązaniu w postaci instalacji jednego większego dławika (150 MVAr) tylko w SE Narew.

5.2. Analiza asymetrii napięć

Charakterystyczną cechą układów prze-

kształtnikowych w technologii CSC jest ich wrażliwość na asymetrię napięcia w punkcie systemu, do którego jest przyłączony układ. Mowa jest tu nie tylko o stanach zakłóceniowych polegających na niepełnofazowej pracy sieci, lecz znaczenie ma również stan normalnej pracy systemu, z którym wiąże się występująca długotrwale naturalna asymetria napięć fazowych. Na poziomie sieci przesyłowej spowodowana jest ona przede wszystkim niesymetrycznym ułożeniem przewodów roboczych linii względem siebie i potencjału ziemi, co przekłada się na różnice w reaktancjach i pojemnościach linii w poszczególnych fazach. Stąd też istotnym parametrem, jaki musiał być określony w DTS, był maksymalny współczynnik asymetrii napięcia od strony systemu, dla którego dostawca układu przekształtnikowego miał zagwarantować jego poprawne działanie. Współczynnik ten, zdefiniowany jako stosunek wartości składowej kolejności przeciwnej napięcia do wartości składowej kolejności zgodnej, zgodnie z Rozporządzeniem systemowym nie może przekraczać 1% w ciągu 95% tygodnia, a ówczesny standard PSE Operator SA precyzował, że jego wartość nie może być większa niż 2%. Takie też warunki systemowe zostały postawione przyszłemu wykonawcy stacji przekształtnikowej.

Z uwagi na to, że dotyczyło to nieistniejącego jeszcze układu przesyłowego, jedynym sposobem weryfikacji poziomu asymetrii napięcia w planowanej rozdzielni 400 kV Alytus było przeprowadzenie odpowiednich symulacji. Stosowne analizy wykonali naukowcy z Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Warszawskiej na przełomie 2011 i 2012 r. Dysponując specjalistycznym oprogramowaniem, zbudowali oni szczegółowe elektromagnetyczne modele elementów przesyłowych o parametrach rozłożonych, korzystając z danych o geometrii istniejących i projektowanych linii oraz z założeń dotyczących tolerancji konstrukcyjnych transformatorów i dławików. W obliczeniach wzięto pod uwagę zarówno układ sieci tuż po realizacji Etapu I budowy połączenia, jak również układ przejściowy i docelowy (Etap II), wyznaczając przy tym asymetrię dla całego zakresu przesyłów mocy i różnych topologii sieci (stany n-1). Pierwszym ważnym wnioskiem z przeprowadzonych analiz było wskazanie optymalnego układu przewodów fazowych nowo budowanych linii 400 kV, który zapewniał minimalizację współczynnika asymetrii w rozdzielni 400 kV Alytus, co następnie przełożyło się na wytyczne dla wykonawców poszczególnych linii. Ustalony w ten sposób układ przewodów stanowił punkt wyjścia do dalszych obliczeń mających na celu wypracowanie propozycji zastosowania przeplotów na linii 400 kV Ełk Bis – Alytus. Było to konieczne ze względu na wykazanie w symulacjach, że po zrealizowaniu II Etapu projektu (przy wymianie mocy na poziomie 1000 MW) zastosowanie jedynie odpowiedniego układu przewodów fazowych będzie niewystarczające dla uzyskania współczynnika asymetrii napięcia nieprzekraczającego 2%. Ostatecznie zarekomendowano wykonanie przeplotów przewodów fazowych w dwóch miejscach: w 1/3 i 2/3 długości linii Ełk Bis – Alytus, co też zostało zrealizowane. Nawiasem mówiąc, jest to pierwsza linia 400 kV w Polsce z przeplotem.

5.3. Wyznaczenie dopuszczalnego zakresu wymiany mocy biernej

Powracając do kwestii regulacji napięć i kompensacji mocy biernej, tym razem już z punktu widzenia stacji Alytus, konieczne było zamieszczenie w DTS charakterystyki systemu AC określającej dopuszczalny zakres mocy biernej wypływającej ze stacji do systemu w funkcji mocy czynnej przekształtnika. Charakterystyka taka niezbędna jest do właściwego zaprojektowania układu regulacji napięcia (mocy biernej) stacji, w tym także do doboru filtrów wyższych harmonicznych, dławików i ewentualnie baterii kondensatorów.

Wychodząc z założenia, że przy wyłączonej linii Ełk Bis – Alytus operator jest w stanie za pomocą posiadanych środków utrzymać napięcie w SE Ełk Bis w dopuszczalnym zakresie (tj. 380 – 420 kV), wyliczono, jaki musiałby być bilans mocy biernej w węźle 400 kV Alytus, aby przy pracującej linii napięcie w SE Ełk Bis utrzymywało się na granicznych poziomach: raz dolnym, a raz górnym. Uzyskane w ten sposób wartości dla całego zakresu przesyłu mocy czynnej stanowią dopuszczalny zakres wymiany mocy biernej pomiędzy stacją Alytus a polską stroną systemu.

5.4. Analiza wzajemnego oddziaływania KSE i stacji przekształtnikowej

Doświadczenia z eksploatacji połączenia stałoprądowego ze Szwecją w zestawieniu z podstawową wiedzą o ułomności technologii CSC przy niskiej mocy zwarciowej, jaką charakteryzuje się planowany układ sieciowy, stwarzały uzasadnione obawy występowania awarii połączenia Polska – Litwa, a także negatywnego oddziaływania układu przekształtnikowego na polski system. Stąd też postanowiono zamieścić w DTS listę typowych zakłóceń, jakie mogą wystąpić w sieci w północno-wschodnim obszarze kraju, stawiając jednocześnie wymaganie wobec wykonawcy stacji przekształtnikowej, aby układ pracował stabilnie i aby nie dochodziło do przerwania przesyłu mocy. Listę tę rozszerzono także o mniej prawdopodobne, aczkolwiek możliwe do wystąpienia przypadki awarii systemowych, dla których żądano, aby układ przekształtnikowy był na nie odporny, nie wywołując jednocześnie groźnych zjawisk w systemie. Wynikał z tego dość specyficzny wymóg przeprowadzenia przez wykonawcę szczegółowych analiz z użyciem pełnego modelu KSE, co na ogół nie jest praktykowane. Chcąc jednak być przygotowanym do dyskusji, zanim dojdzie do ostatecznego wyłonienia wykonawcy stacji przekształtnikowej, PSE w 2012 r. zleciły Instytutowi Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej analizę obejmującą m.in. ww. problematykę.

Wykonany w ramach pracy przegląd literaturowy materiałów naukowo-technicznych dostarczył cennej wiedzy w zakresie światowych doświadczeń naukowych, projektowych i eksploatacyjnych w dziedzinie układów przekształtnikowych. Omówiono stosowane metody obliczeniowe oraz zagadnienia związane z modelowaniem. Analiza zawierała porównanie technologii CSC i VSC pod kątem zastosowania ich do projektu połączenia Polska – Litwa na podstawie przeprowadzonych symulacji dla stanów statycznych, elektromechanicznych, i elektromagnetycznych. Model elektromagnetyczny przekształtnika opracowano na podstawie ogólnodostępnych modeli tego typu urządzeń, podejmując próbę jego sparametryzowania. Zauważono przy tym, że nie dysponując szczegółami technicznymi konkretnych rozwiązań stosowanych przez producentów, jest bardzo trudno dostroić taki model ze względu na skomplikowane →

współzależności pomiędzy jego parametrami. Analiza udowodniła przewagę technologii VSC nad CSC ze względu na wzajemne oddziaływanie pomiędzy krajową siecią AC a przekształtnikiem w różnych stanach zakłóceniowych, potwierdzając zarazem zasadność szerokich wymagań postawionych w DTS. Wykluczono przy tym możliwość zastosowania w II Etapie projektu dwóch układów w technologii CSC z powodu niestabilnej pracy połączenia. Dużo uwagi poświęcono zjawisku przepięć łączeniowych w projektowanej sieci 400 kV na północno-wschodnim obszarze kraju, czego rezultatem były wytyczne odnośnie do sekwencji załączania/wyłączania linii.

5.5. Analiza warunków pracy dławików kompensacyjnych w stacji Ełk Bis

Na początku 2012 r. doszło do wyboru firmy ABB na wykonawcę stacji przekształtnikowej Alytus w zaoferowanej przez nią technologii CSC. Pierwszym krokiem wykonawcy było przeprowadzenie prac studialnych obejmujących szeroki zakres obliczeń technicznych, z uwzględnieniem specyficznych wymagań ujętych w DTS, czego celem było zaprojektowanie wszystkich elementów stacji, począwszy od samego układu przekształtnikowego, wraz z układami sterowania i automatyki zabezpieczeniowej.

W tym samym czasie, po polskiej stronie, wykonawca stacji Ełk Bis zlecił zespołowi naukowców z Katedry Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej przeanalizowanie zagadnień związanych z pracą dławików kompensacyjnych w stacji, przy czym głównie chodziło o dławiki planowane do przyłączenia bezpośrednio do linii Ełk Bis – Alytus. Wynikało to z potrzeby m.in.: określenia sposobu pracy punktu neutralnego dławików, opracowania algorytmu sterowania dławikami, przede wszystkim w powiązaniu z układami EAZ i automatyką jednofazowego SPZ linii, doboru aparatury i zabezpieczeń dla samych dławików, oceny wpływu dławików na działanie zabezpieczeń linii. Analiza, oprócz wyznaczenia statycznych poziomów napięć oraz wielkości zwarciowych, obejmowała głównie symulacje procesów łączeniowych z wykorzystaniem elektromagnetycznego modelu badanego fragmentu systemu. Wyniki tej pracy miały ważne konsekwencje dla projektu połączenia Polska – Litwa, dotyczące zarówno stacji Ełk Bis, jak i Alytus.

Po pierwsze, moc dławików liniowych w SE Alytus, wynosząca według wstępnej koncepcji 50 MVAr (tak jak w SE Ełk Bis), została zmieniona na 72 MVAr z uwagi na zidentyfikowane w analizie zjawisko rezonansu przy pewnych konfiguracjach układu i towarzyszące mu przepięcia o znacznych wartościach. Powodem tego okazało się zrównanie reaktancji pojemnościowej linii Ełk Bis – Alytus z wypadkową reaktancją dławików na obu jej końcach (moc ładowania jednego toru linii to ~100 Mvar).

Drugim istotnym problemem było zapewnienie skuteczności gaszenia łuku po przemijającym zwarciu jednofazowym na linii w trakcie trwania przerwy SPZ. Analizy wykazały, że dla linii z przyłączonymi bezpośrednio dławikami osiągnąć to można tylko poprzez uziemienie punktu neutralnego dławików za pośrednictwem dodatkowego dławika gaszącego (Neutral Grounding Reactor, NGR). Wniosek ten potwierdzili także specjaliści z ABB w swoich analizach, co doprowadziło do wyposażenia dławików w SE Alytus w NGR z izolacją powietrzną. Z obliczeń przeprowadzonych przez Politechnikę Gdańską wynikało, że dla zapewnienia warunków do skutecznego gaszenia łuku przy zwarciu jednofazowym wystarczająca powinna być obecność NGR nawet po jednej stronie linii. Jednak obecnie trwają prace nad instalacją NGR również w SE Ełk Bis.

6. Szczegółowe wymagania techniczne do DTS (Detailed Technical Specification)

Na podstawie doświadczeń z eksploatacji połączenia HVDC Polska – Szwecja oraz wiedzy zgromadzonej dzięki przeprowadzeniu wielu prac przygotowawczych opracowano szczegółową dokumentację określającą wymagania techniczne dla urządzeń zamawianych w ramach przetargu obejmującego dostawę wstawki prądu stałego oraz rozdzielni 400 kV Alytus. Dokumentacja uwzględniała specyfikę pracy sieci 400 kV po stronie polskiej, a w szczególności informacje o:

- niskim poziomie mocy zwarciowej w północno-wschodniej części KSE,
- możliwości pracy sieci przesyłowej z trwałą asymetrią fazową (np. nieprawidłowe działanie łączników, przepalenie połączeń w linii przesyłowej),
- stosowaniu automatyki SPZ jednofazowego we wszystkich liniach sieci przesyłowej.

Ponadto szczególny nacisk położono na przeprowadzenie przez wykonawcę wielowariantowych analiz systemowych na etapie projektowania wstawki.

7. Przetarg, wybór dostawcy i technologii

Decyzją operatora litewskiego Litgrid projekt układu konwerterowego BTB i rozdzielni 400 kV umieszczone zostały w tym samym zadaniu. Wyboru wykonawcy układu BTB wraz z rozdzielnią 400 kV dokonano w postępowaniu przetargowym, przeprowadzonym dwuetapowo. W pierwszej części wysłano zapytanie do wybranych firm o przedstawienie oferty rozwiązania technicznego wypełniającego specyfikację techniczną. Do przetargu przystąpiły firmy ABB i AREVA, z którymi przeprowadzono negocjacje techniczne, mające doprowadzić do pełnego zrozumienia oczekiwań zamawiającego i oferentów. W drugim etapie przetargu oferenci złożyli oferty handlowo-techniczne. Jako kryterium przetargowe, oprócz cenowego, zastosowano kryterium oparte na wskaźnikach niezawodności układu.

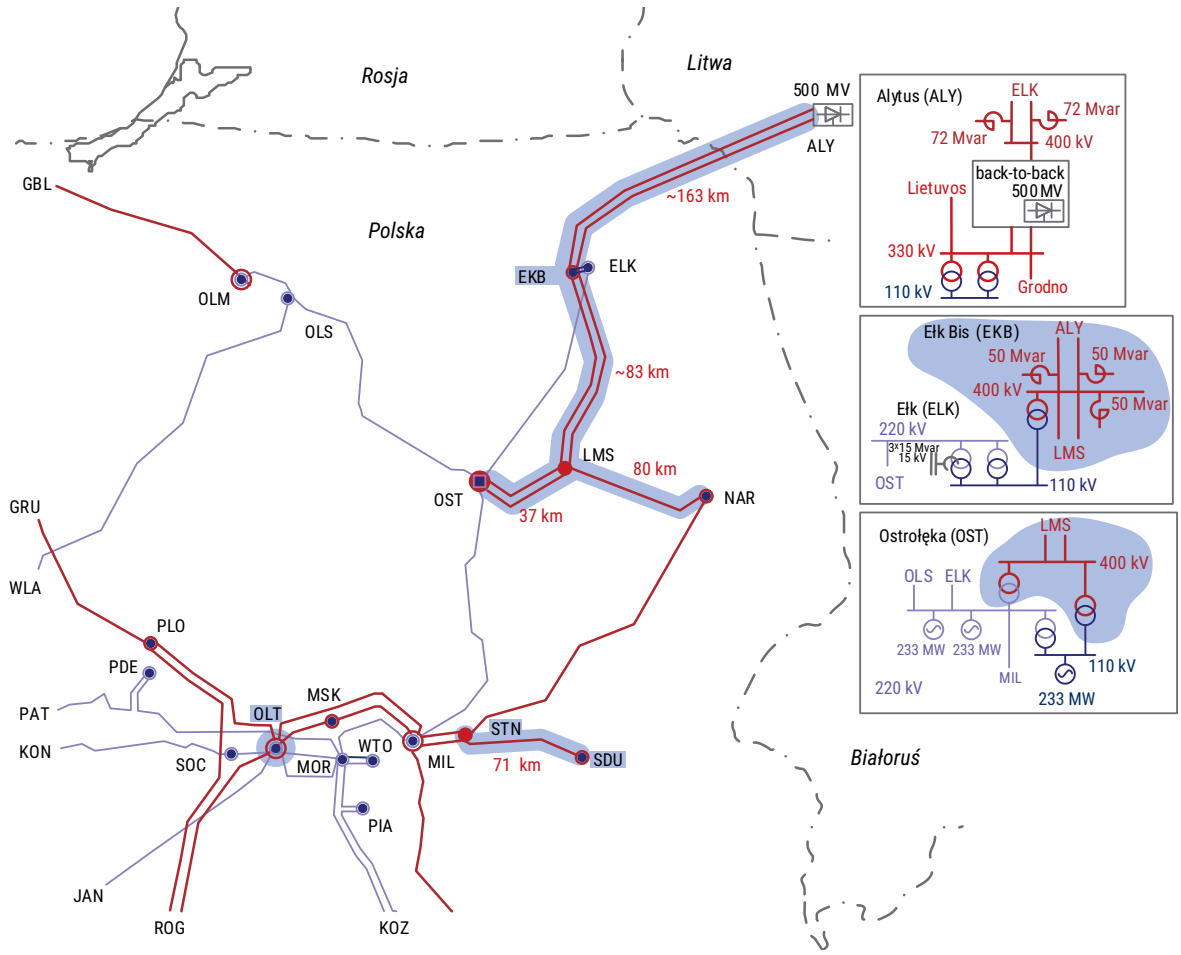
Zwycięzcą przetargu została firma ABB.

8. Projekt sieci przesyłowej po stronie PL i LT na potrzeby realizacji połączenia

Struktura obiektów elektroenergetycznych w północno-wschodniej części Polski przed uruchomieniem połączenia Polska-Litwa była jednym z najsłabszych ogniw KSE. Zapewniała zasilanie tego rejonu kraju jedynie w układach normalnej pracy KSE i była niewystarczająca, aby przeciwdziałać czynnikom zagrażającym bezpieczeństwu pracy KSE, na wypadek jakiejkolwiek nieprzewidzianej awarii.

Zadaniem projektu było stworzenie w Kra-

Rysunek 2



Rozbudowa KSP na potrzeby realizacji połączenia (koniec 2015 r.).

jowym Systemie Przesyłowym połączenia z systemem przesyłowym Litwy wraz z koniecznym wzmocnieniem polskiej sieci przesyłowej w obszarze północno-wschodniej Polski, dla zapewnienia poprawy jakości i niezawodności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz wzrostu bezpieczeństwa jej dostaw. Efektem realizacji inwestycji była rozbudowa znaczącej części Krajowego Systemu Przesyłowego w północno-wschodniej części kraju.

Połączenie Polska – Litwa to także siedem stacji elektroenergetycznych po stronie polskiej (pięć nowych i dwie modernizowane): stacja Ołtarzew, stacja Łomża, modernizacja stacji Narew, rozbudowa stacji 220/110 kV Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV wraz z modernizacją rozdzielni 220 kV i budową nowej rozdzielni 110 kV (GIS), stacja 400/110 kV Ełk, stacja 400/110 kV Siedlce Ujrzanów, stacja 400 kV Stanisławów (**rys. 2**).

W znajdującej się na Litwie stacji AC/DC/AC zainstalowano wstawkę konwerterową prądu stałego (BTB) umożliwiającą wymianę mocy między pracującymi asynchronicznie systemami Polski i Litwy.

Stacja Alytus AC/DC/AC składa się z trzech części:
- rozdzielni zmiennoprądowej 400 kV (Alytus 400 AC);
- wstawki konwerterowej prądu stałego (Alytus BTB);
- rozdzielni zmiennoprądowej 330 kV (Alytus 330 AC);
- rozdzielni zmiennoprądowej 110 kV (Alytus 110 AC).

8.1. Alytus BTB

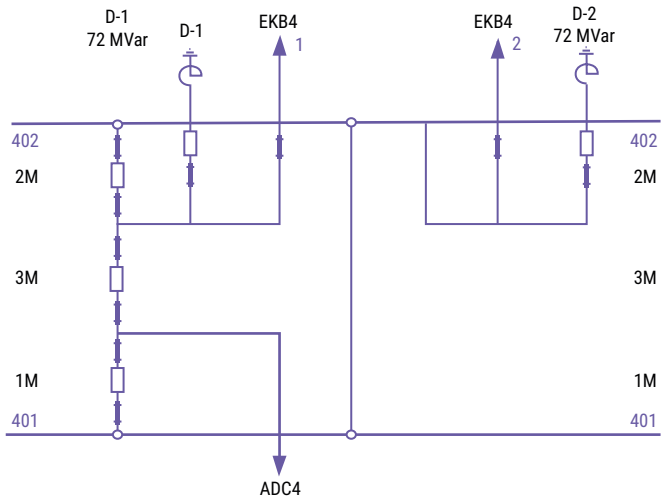
Wstawka konwerterowa Alytus BTB składa się z części stałoprądowej pracującej na napięciu 138 kV, części zmiennoprądowej pracującej na napięciu 400 kV oraz części zmiennoprądowej pracującej na napięciu 330 kV.

Po stronie 400 kV wstawki konwerterowej zainstalowane są następujące urządzenia (moce urządzeń zostały podane dla znamionowych warunków pracy przy napięciu 400 kV):
- trzy jednofazowe transformatory konwertujące (T401) moc: 3 x 198,4 MVA;
- filtr wyższych harmonicznych F1 (72 MVAr);
- filtr wyższych harmonicznych F2 (72 MVAr);
- bateria kondensatorów C1 (F3) (48 MVAr).

Po stronie 330 kV wstawki konwerterowej zainstalowane są następujące urządzenia (moce urządzeń zostały podane dla znamionowych warunków pracy przy napięciu 330 kV):
- trzy jednofazowe transformatory konwertujące (T301) moc: 3 x 199,5 MVA;
- filtr wyższych harmonicznych F1 (97 MVAr);

→

➔ **Rysunek 3**



Schemat rozdzielni 400 kV Alytus
Rozdzielnia 400 kV Alytus jest rozdzielnią półtorawyłącznikową. W układzie normalnym do rozdzielni są przyłączone:
• linia 400 kV Ełk Bis tor 1 i dławik D1 (72 Mvar) • linia 400 kV do stacji konwerterowej AC/DC • linia 400 kV Ełk Bis tor 2 i dławik D2 (72 Mvar).
W rozdzielni 400 kV Alytus, w polach linii 400 kV Alytus – Ełk Bis tor 1 i 2, są zainstalowane dławiki kompensacyjne D1 i D2 o mocy 72 MVAr każdy. Dławiki te mogą być przyłączane bezpośrednio do linii 400 kV Alytus – Ełk Bis tor 1 i 2 lub do szyn rozdzielni 400 kV Alytus (przy wyłączonych liniach 400 kV).

- filtr wyższych harmonicznych F2 (97 MVAr);
- bateria kondensatorów C1 (F3) (103 MVAr).

8.2. Parametry techniczne wstawki konwerterowej

- Maksymalna i minimalna moc przesyłana:
  - » dopuszczalny przesył w obie strony: ± 500 MW,
  - » straty mocy przy przesyle 500 MW: 2,5 MW,
  - » minimalny przesył w obie strony: ± 50 MW.
- Szybkość zmian mocy:
  - » znamionowa: 30 MW/min,
  - » minimalna 1 MW/min,
  - » maksymalna: 990 MW/min.
- Parametry części stałoprądowej wstawki konwerterowej:
  - » prąd znamionowy przy przesyle 500 MW: 3600 A,
  - » napięcie znamionowe przy przesyle 500 MW: 138,2 kV (± 69,1),
  - » znamionowy kąt alfa zapłonu prostownika: 15° ± 2,5°,
  - » minimalny kąt alfa zapłonu prostownika: 5°
  - » znamionowy kąt gamma gaszenia falownika: 17°,
  - » maksymalny kąt gamma gaszenia falownika: 19,3°.
- Dopuszczalne zakresy napięć w rozdzielniach AC 400 i 330 kV Alytus:
  - » napięcie znamionowe: 400 kV i 330 kV,
  - » dopuszczalne napięcia pracy: 380–420 kV i 345–360 kV,
  - » maksymalne chwilowe napięcie: 440 kV i 362–380 kV,
  - » czas maks. chwilowego napięcia: 15 minut i 20 minut,
  - » minimalne chwilowe napięcie: 360 kV i 297–290 kV,
  - » czas min. chwilowego napięcia – 20 minut,
- Minimalna moc zwarciowa:
  - » minimalna moc zwarciowa Alytus 400 kV: 1379 MVA
  - » minimalna moc zwarciowa Alytus 330 kV: 1846 MVA.
- Zakresy częstotliwości: Polska Litwa
  - » częstotliwość znamionowa: 50 Hz i 50 Hz,
  - » odchyłka częstotliwości: ± 50 mHz i ± 50 mHz,
  - » dopuszczalna odchyłka częstotliwości: ± 200 mHz i ± 200 mHz,
  - » maks. chwilowa odchyłka częstotliwości: ± 800 mHz i ± 800 mHz,

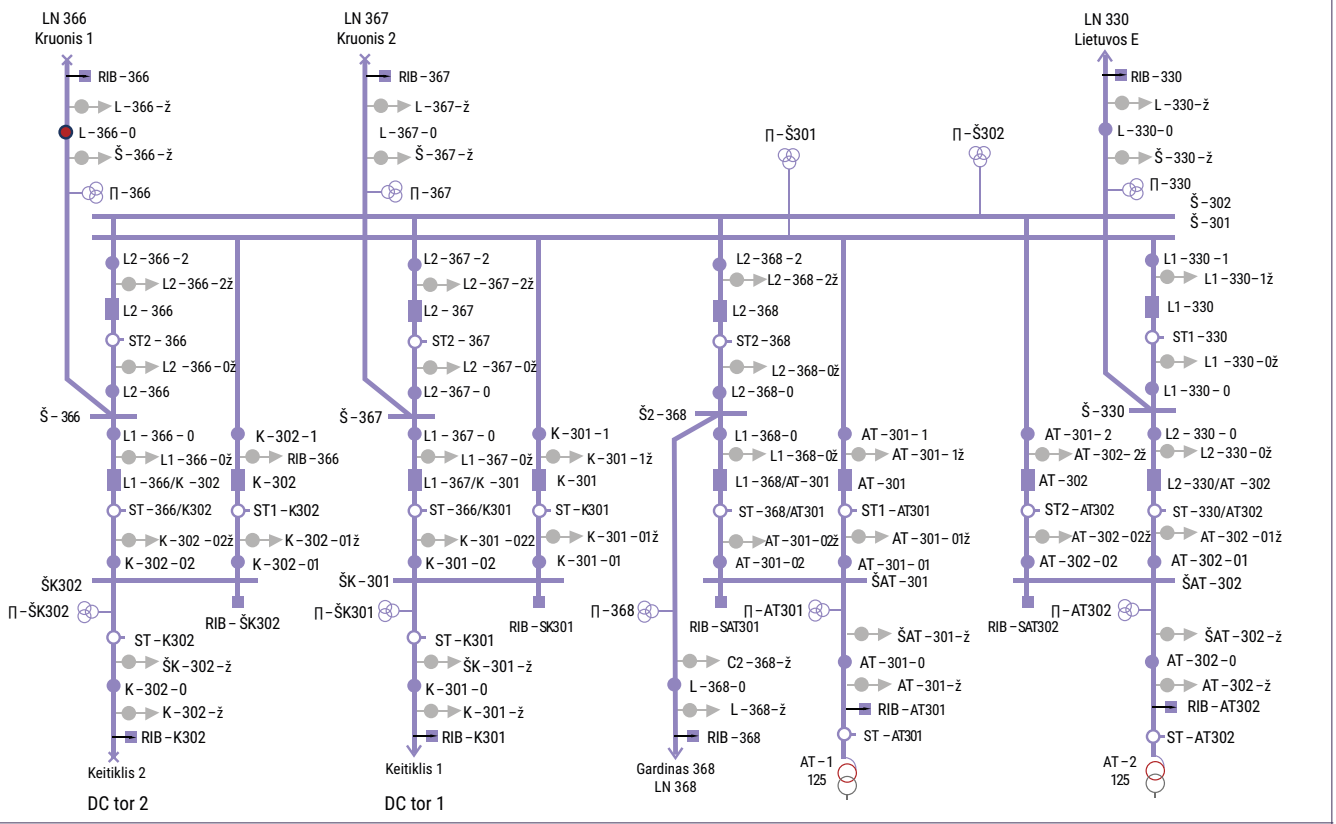
9. Układy zabezpieczeń i automatyk

Rozważania na temat koncepcji układów zabezpieczeń dla połączenia polsko-litewskiego przeprowadzono, uwzględniając specyfikę wynikającą z nietypowych rozwiązań po stronie pierwotnej.
Dwutorowa linia 400 kV łącząca systemy przesyłowe Polski i Litwy, z punktu widzenia działania typowych zabezpieczeń działających na zasadzie pomiaru impedancji, była linią promieniową. Układ konwerterowy nie generuje mocy zwarciowej, stąd, szczególnie w przypadku pracy jednotorowej, zabezpieczenia odległościowe w węźle Alytus nie mają wystarczającego „podparcia" do prawidłowej detekcji zwarć w linii.
Rozdzielnię 400 kV w SE Alytus wykonano w układzie uproszczonym, minimalizując nakłady inwestycyjne. Z przewidywanych dwóch gałęzi 3/2 W wykonano tylko jedną, co zapewniło podstawową funkcjonalność operacyjną i likwidację zakłóceń, ale tylko w przypadku poprawnego działania aparatury łączeniowej. Problem z wyłączaniem któregokolwiek wyłącznika rozwiązywany jest poprzez zdalne rezerwowanie w rozdzielni 400 kV Ełk Bis.
Linie przesyłowe zostały „wyposażone" w dławiki kompensacyjne, przyłączone w polu liniowym, a układ konwerterowy nie ma zdolności „przetrwania" cyklu automatyki SPZ jednofazowego w przypadku, gdy linia pracuje jako jednotorowa.
Linie 400 kV Ełk Bis – Alytus wyposażono w zabezpieczenia typowo stosowane w sieci przesyłowej. Po obu stronach zainstalowano w każdym torze: dwa zabezpieczenia odległościowe, zabezpieczenie odcinkowe, zabezpieczenie ziemnozwarciowe – zerowoprądowe kierunkowe.
Układy przekaźnikowe sprzęgane są za pomocą telezabezpieczeń opartych na łączności optycznej i PLC. Każdy z torów linii ma przewód OPGW. Uwzględniając wyjątkowo wysokie wymagania w zakresie przesyłania rozkazów telezabezpieczeniowych pomiędzy stacjami Ełk Bis i Alytus oraz trudne warunki klimatyczne trasy linii 400 kV (możliwość zerwania przewodu OPGW), zastosowano jako rezerwujący środek łącze wysokiej częstotliwości.

9.1. Telezabezpieczenia

Zabezpieczenia i automatyki pola 400 kV ALY 1 i 2 w stacji EKB współpracują z zabezpieczeniami na drugim końcu linii

Rysunek 4



Schemat rozdzielni 330 kV Alytus
Rozdzielnia 330 kV Alytus jest rozdzielnią półtorawyłącznikową. W układzie normalnym do rozdzielni są przyłączone:
• linia 330 kV Kruonis tor 1 • linia 330 kV Keitiklis tor 2 (DC tor 2) • linia 330 kV Kruonis tor 2 • linia 330 kV Keitiklis tor 1 (DC tor 1) • linia 330 kV Gardinas (Grodno) • autotransformator AT-1 330/110 kV • linia 330 kV Lietuvos • autotransformator AT-2 330/110 kV.

za pośrednictwem urządzeń telezabezpieczeń (**rys. 5**):
- pierwsze telezabezpieczenie typu FOX515 firmy ABB (U81);
- drugie telezabezpieczenie typu FOX515 firmy ABB (U82);
- trzecie telezabezpieczenie typu ETL600 firmy ABB (U83).

Telezabezpieczenia U81 i U82 są wyposażone w 16 kanałów, a telezabezpieczenie U83 jest wyposażone w osiem kanałów.
Rozkazy przesyłane łączami telezabezpieczeń są częścią układów logicznych, niezbędnych ze względu na właściwości lub braki układów pierwotnych. Oprócz typowo stosowanych w sieci przesyłowej do np. uwspółbieżniania zabezpieczeń odległościowych lub ziemnozwarciowych połączenie polsko-litewskie charakteryzuje się specyficznymi rozwiązaniami:
- Układ słabego zasilania zwarcia od strony stacji Alytus. Logikę „week infeed" zastosowano w zabezpieczeniach odległościowych po stronie litewskiej dla przypadku pracy jednotorowej. Częścią tej logiki jest sygnał o pobudzeniu zabezpieczeń odległościowych w SE Ełk Bis.
- Odstawianie automatyki SPZ jednofazowego w przypadku pracy jednotorowej. W przypadku stwierdzenia wyłączenia któregokolwiek pola jednej z linii 400 kV Ełk Bis – Alytus automatycznie blokowana jest automatyka SPZ jednofazowego. Statusy aparatury łączeniowej dla potrzeb automatyki przesyłane są za pomocą telezabezpieczeń optycznych.
- Zdalne wyłączenia rezerwujące brak działania wyłączników w polach dławików kompensujących przyłączonych do linii przesyłowych oraz w R400 Alytus.
- Wykrywanie braku połączenia pomiędzy systemami Polski i Litwy. Układ logiczny obserwujący wyłączenie ostatniej linii (Last Line Disconnect) w relacji Ełk Bis – Alytus lub Ełk Bis – Łomża.
- Wyłączenie linii 400 kV w Ełk Bis powoduje wysłanie rozkazu wyłączenia wyłączników drugiego końca linii w SE Alytus. Ze specyfiki układu wynika, że stroną, od której może być podawane napięcie, jest stacja Ełk Bis. Po stronie litewskiej układ BTB może przyłączyć się do napięcia systemowego, nie może być źródłem napięcia.

Funkcje realizowane przez rozkazy odbierane oraz logiki poszczególnych sygnałów nadawanych opisano w **tab. 2**.

10. Uruchomienie układu

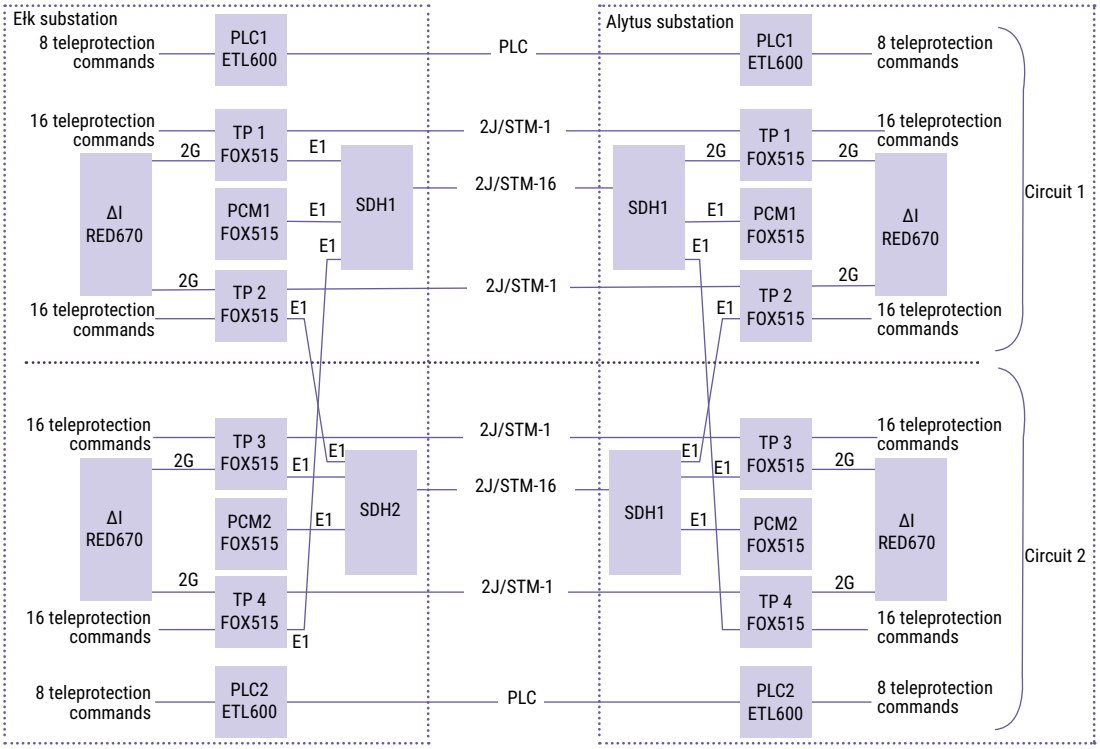
10.1. Układ regulacji mocy biernej wstawki konwerterowej

Stacja konwerterowa Alytus BTB jest wyposażona w układ automatycznej regulacji mocy biernej (Reactive Power Control – RPC). Podstawowym zadaniem układu regulacji mocy biernej jest utrzymywanie prawidłowych wartości napięć w części zmiennoprądowej wstawki konwerterowej oraz zadanych wartości przepływów mocy biernej między wstawką konwerterową i rozdzielniami →

Tabela 2. Funkcje realizowane przez rozkazy odbierane oraz logiki poszczególnych sygnałów nadawanych

Nr sygnału	Opis sygnału	Opis funkcji sygnału odbieranego w SE Ełk Bis z SE Alytus	Opis logiki sygnału nadawanego w SE Ełk Bis do SE Alytus	Nr kanału zabezpieczenia dla transmisji sygnału		
				UB1	UB2	UB3
1	Uwspółbieżenie zabezpieczeń odległościowych	Blokowanie działania strefy Z2 (overreach) zabezpieczenia odległościowego	Sygnał pobudzenia strefy Z2 (overreach) zabezpieczenia odległościowego	I	I	I
2	Uwspółbieżenie zabezpieczeń ziemnozwarciowych kierunkowych	Blokowanie wyłączenia od pobudzenia 2 stopnia (Io>) zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego	Sygnał pobudzenia 2. stopnia (Io>) zabezpieczenia ziemnozwarciowego kierunkowego	II	II	II
3	Bezwarunkowe wyłączenie drugiego końca linii	Bezwarunkowe wyłączenie wyłączników Q11 i Q13 i blokowanie SPZ	Sygnał zadziałania 2. stopnia LRW wyłącznika mostka środkowego lub zadziałania 2. stopnia LRW wyłącznika dławika DL1 lub zadziałania zabezpieczenia węzła 1	III	III	III
4	Wyłączenie drugiego końca linii przy zwarciu w martwej strefie zabezpieczenia szyn	Odblokowanie działania strefy Z2 (overreach) zabezpieczenia odległościowego i blokowanie SPZ	Sygnał detekcji zwarcia w martwej strefie zabezpieczenia szyn	IV	V	IV
5	Wyłączenie drugiego końca linii przy wyłączeniu jednego końca linii	Sygnał detekcji wyłączenia linii w SE Alytus dla blokowania SPZ 1-fazowego przy pracy jednotorowej linii	Sygnał detekcji wyłączenia linii w SE Ełk Bis w oparciu o styki pomocnicze wyłączników i odłączników	V	V	–
6	Sygnał o wyłączeniu obu torów linii Ełk Bis – Łomża	Brak	Sygnał detekcji wyłączenia obu torów linii Ełk Bis – Łomża na 5. kanale zabezpieczeń	VI	VI	–
7	Sygnał o wyłączeniu obu torów linii Ełk Bis – Alytus w stacji Ełk Bis	Brak	Sygnał detekcji załączenia linii w SE Ełk Bis w oparciu o styki pomocnicze wyłączników i odłączników	VII	VII	–
8	Bezwarunkowe wyłączenie dławika na drugim końcu linii	Bezwarunkowe wyłączenie wyłącznika Q19 dławika DL1	Sygnał zadziałania 2. stopnia LRW wyłącznika dławika DL1	VIII	VIII	V
9	Bezwarunkowe wyłączenie drugiego końca linii	Brak	Sygnał zadziałania Z2 (overreach) zabezpieczenia odległościowego	IX	X	Vi

Rysunek 5



Schemat powiązań urządzeń realizujących łączność telezabezpieczeniową.

Alytus 400 i 330 kV. Regulacja napięć oraz przepływów mocy biernej dla strony 330 i 400 kV odbywa się niezależnie od siebie. Układ regulacji mocy biernej wstawki konwerterowej reguluje napięcia oraz wymianę mocy biernej poprzez:

- zmianę kątów zapłonu (alfa) i gaszenia (gamma),
- załączanie/wyłączanie filtrów wyższych harmonicznych,
- załączanie/wyłączanie baterii kondensatorów,
- załączanie/wyłączanie dławików kompensacyjnych,
- zmiana pozycji przełączników zaczepów na transformatorach
- konwertujących.

W momencie uruchomienia wstawki w części zmiennoprądowej 400 kV musi być załączony jeden filtr (72 MVAr) oraz w zależności od aktualnego poziomu napięć mogą być załączone jeden lub dwa dławiki (2 x 72 MVAr). Drugi filtr jest załączany automatycznie przy przesyle mocy na wstawce większym niż 125 MW.

Po uruchomieniu wstawki kontrolę nad liczbą załączonych dławików filtrów oraz baterii kondensatorów przejmuje układ automatycznej regulacji mocy biernej. Układ ten w zależności od aktualnych warunków pracy załącza/wyłącza dostępne filtry, baterie kondensatorów i dławiki, stosując podaną poniżej hierarchię ważności działań regulacyjnych (od najważniejszych do mniej ważnych):

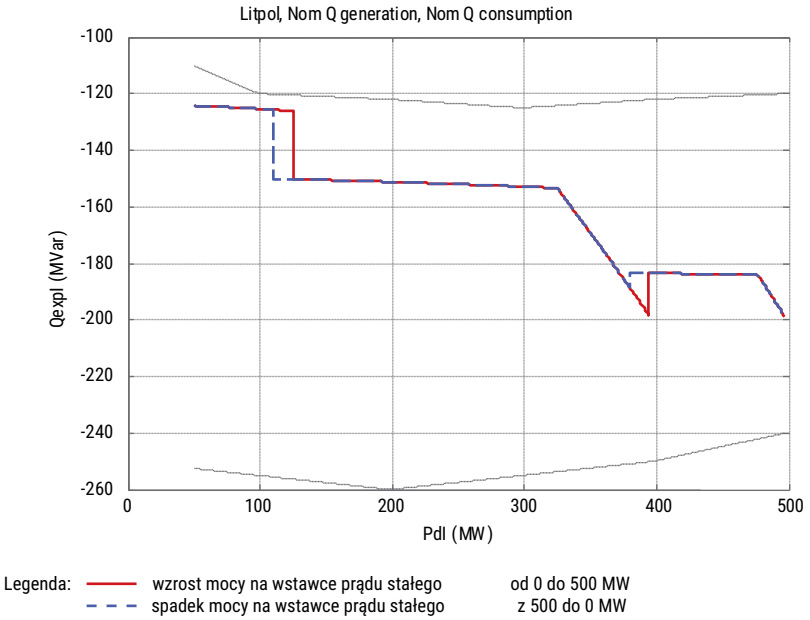
- minimalna liczba filtrów (jeden) konieczna do uruchomienia wstawki (AbsMinFilter);
- utrzymywanie napięć AC w zakresie Umax/Umin;
- minimalna liczba filtrów (dwa) przy przesyle > 125 MW (MinFilter),
- regulacja napięcia (U control/AVC);
- regulacja mocy biernej (Q control/QPC).

W przypadku, gdy w części zmiennoprądowej wstawki konwerterowej (330 i 400 kV) wystąpią napięcia przekraczające wartości maksymalne, układ automatycznej regulacji, wyłącza z zadanym opóźnieniem, zależnym od wielkości przekroczenia napięcia, przyłączone tam baterie kondensatorów i/lub filtry (układ regulacji nie może wyłączyć dwóch filtrów, jeden musi pozostać).

W przypadku, gdy w części zmiennoprądowej wstawki konwerterowej (330 i 400 kV) wystąpią napięcia o wartości poniżej zadanego poziomu, układ automatyki wstawki załącza lub blokuje wyłączenie filtrów/baterii wstawki konwerterowej. Poziomy, przy których to następuje w części wstawki pracującej na napięciu 400 kV, są podane poniżej:

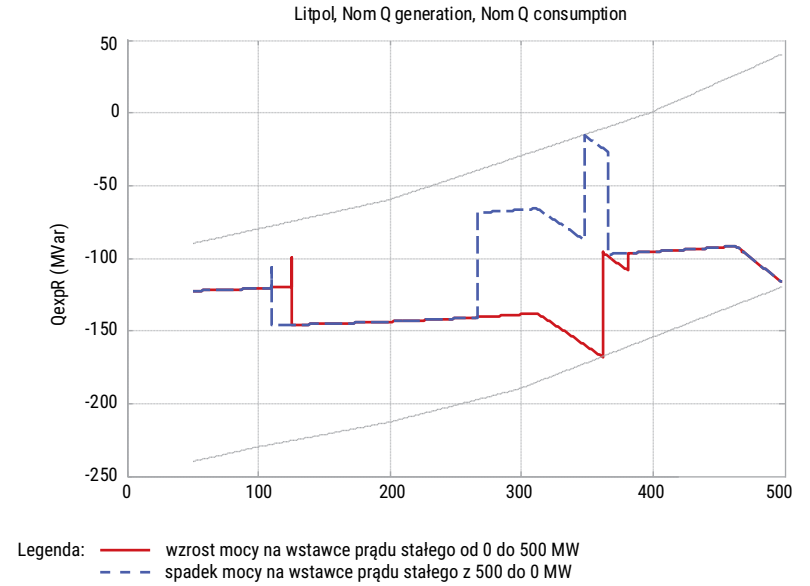
- U < 388 kV – układ blokuje wyłączenie filtra/baterii;
- U < 380 kV – układ załącza filtr/baterię.

Rysunek 6



Przebieg zmian mocy biernej przepływającej pomiędzy wstawką konwerterową i rozdzielnią 400 kV Alytus w zależności od wartości przepływu mocy czynnej przy napięciach znamionowych (praca falownikowa od strony systemu polskiego).

Rysunek 7



Przebieg zmian mocy biernej przepływającej pomiędzy wstawką konwerterową i rozdzielnią 400 kV Alytus w zależności od wartości przepływu mocy czynnej przy napięciach znamionowych (praca prostownikowa od strony systemu polskiego).

10.2. Wymiana mocy biernej pomiędzy wstawką konwerterową i rozdzielnią Alytus 400 kV AC

Na **rys. 6.** przedstawiono wykres ilustrujący import mocy z Litwy do Polski.
Na **rys. 7.** przedstawiono wykres ilustrujący eksport mocy z Polski na Litwę. →

10.3. Napięcia (wysokie napięcia)

W początkowym okresie działania wstawki obserwowano skokowe zmiany napięcia. Maksymalny zarejestrowany skok napięcia w rozdzielni 400 kV Alytus wystąpił 16.01.2017 r. i miał wartość 17,25 kV (w okresie 10.01–30.01.2017 r.). Zgodnie z założeniami projektowymi załączenie/wyłączenie filtra, baterii kondensatorów, dławika nie powinno powodować zmiany napięcia większej niż 2% napięcia znamionowego, czyli w przypadku rozdzielni 400 kV – 8 kV (przy minimalnej wartości mocy zwarciowej).

Ze względu na pojawiające się w dalszym ciągu skokowe zmiany napięcia w rozdzielniach 400 kV Alytus oraz Ełk Bis, których amplituda przekracza 8 kV, zasadne wydaje się dalsze poprawianie (dostrajanie) działania układu regulacji napięcia i mocy biernej wstawki, szczególnie po stronie 400 kV. Po stronie rozdzielni 330 kV Alytus liczba skokowych zmian napięcia jest znacznie mniejsza. Np. w okresie 8.12.2016 r.–30.01.2017 r. wystąpiło tylko sześć skokowych zmian napięcia o wartości > 5 kV. Największy miał amplitudę 5,7 kV. Nie było skokowych zmian napięć powyżej 2%*Un (6,6 kV).

10.4. Dławiki uziemiające

Analizy przeprowadzone dla układu linii kompensowanej indukcyjnością przyłączoną bezpośrednio do pola liniowego pokazały, że w takim układzie mogą wystąpić problemy z przerywaniem prądu zwarciowego w przypadkach zwarć doziemnych.

Przerwanie prądu jest w takim przypadku możliwe po zwiększeniu impedancji obwodu zwarcia doziemnego. Rozwiązaniem dla takiego problemu może być zainstalowanie dławika uziemiającego w punkcie neutralnym dławika kompensacyjnego, przyłączonego do linii przesyłowej. Ze względu na biegnące procesy inwestycyjne projekt instalacji dławików uziemiających w SE Ełk Bis został przesunięty i realizowany był w roku 2017. Uruchomienie dławików da możliwość podstawienia automatyki SPZ jednofazowego na linii Ełk Bis – Alytus.

Transmission system linking the power systems of Poland and Lithuania – selected technical and organisational aspects of the design and construction process

The article discusses selected issues related to the construction of an interconnection between the power systems of Poland and Lithuania based on the high-capacity back-to-back (BTB) power electronics system. It describes the process of selecting the HVDC system technology and the AC system solutions necessitated by the use of specific technologies. Owing to the organisation of the project (main decision areas regarding the selection of technology on the Lithuanian side), focus was also placed on ensuring appropriate solutions in the network being constructed on the Polish side, so that it could be used both in cross-border transmission and in power supply to the north-eastern regions of Poland. ■

dr inż.
Krzysztof Karkoszka
PSE Innowacje

mgr inż.
Piotr Kukiełka
PSE Innowacje

mgr inż.
Michał Sabat
PSE Innowacje

Perspektywy wykorzystania naturalnych procesów bioenergetycznych w technice

Streszczenie

W niniejszym artykule skupiono się na procesach energetycznych występujących w komórkach żywych, które mogą stanowić inspirację dla nowych rozwiązań w obszarze szeroko pojętej energetyki zawodowej. Celem artykułu jest ukazanie, jakim niewyczerpanym źródłem pomysłów może być otaczający nas świat i jego wypracowane na przestrzeni miliardów lat mechanizmy. W sposób przystępny dla czytelnika ukazano fenomen zjawisk związanych z funkcjonowaniem centrów żelazowo-siarkowych, przewodnictwem tunelowym elektronów, magazynowaniem energii w postaci gradientów elektrochemicznych czy niewyczerpalnymi źródłami bezpiecznej energii, którymi mogą być woda i ditlenek węgla. Autorzy artykułu, poza prostym opisem tych zjawisk, poszukują odpowiedzi na pytania, które z dobrze znanych i opisanych zjawisk związanych z przetwarzaniem energii w komórkach żywych można wykorzystać i przenieść do skali makro oraz jakie obszary wymagają wciąż głębszego rozpoznania.

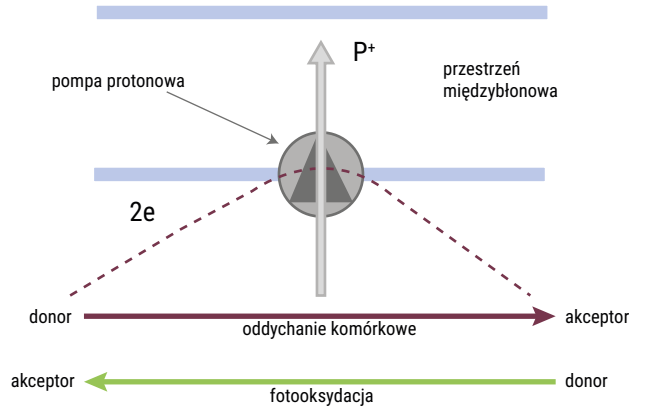
Wprowadzenie

Czy pomimo znacznego postępu naukowego i technicznego oraz całej naszej mądrości, szukając nowych, czystych, tanich, niezawodnych i bezpiecznych źródeł energii, możemy czegoś jeszcze nauczyć się od świata przyrody? Okazuje się, że jak najbardziej. Zaskakujące jest jednak to, że wszystkie odpowiedzi na nurtujące nas nierozwiązane dotąd problemy prawdopodobnie możemy uzyskać, przyglądając się uważnie pojedynczej żywej komórce, a dokładniej jej organellom, w których zachodzą procesy przetwarzania energii, takim jak mitochondria i chloroplasty. W latach 60. XX w. brytyjski biochemik Peter Mitchell sformułował rewolucyjną teorię tzw. sprzężenia chemiosmotycznego. Istotą tej teorii jest proces, dzięki któremu w niemalże wszystkich komórkach żywych wytwarzana jest znakomita większość molekularnych jednostek transportujących energię – cząsteczek ATP (adezynotrifosforan). ATP możemy porównać obrazowo do energetycznej jednostki monetarnej, którą zużywają liczne enzymy, a zgromadzona w cząsteczce energia służy do przeprowadzania różnorodnych procesów biochemicznych i biologicznych, takich jak przykładowo tworzenie związków organicznych, ruch i podział komórki.

Każdego dnia komórki organizmu człowieka zużywają masę ATP równą masie jego ciała. W jaki sposób komórki pozyskują tak ogromną liczbę ATP? Okazuje się, że komórki zwierzęce robią to przede wszystkim w procesie tzw. fosforylacji oksydacyjnej, natomiast komórki roślinne dokonują tego w tzw. procesie fotofosforylacji. Oba procesy łączy mechanizm sprzężenia chemiosmotycznego. W celu wytworzenia cząsteczki ATP komórka wykorzystuje jonowe gradienty elektrochemiczne, utworzone w poprzek cienkiej, wewnętrznej błony komórkowej mitochondriów lub w przypadku komórek roślinnych – tylakoidów, będących elementami chloroplastów. Gradienty elektrochemiczne w postaci różnego stężenia jonów po obu stronach cienkiej błony komórkowej oraz elektryczny potencjał błonowy stają się źródłem tzw. siły protonomotorycznej (protonowej siły napędowej) zasilającej jeden z najmniejszych i najbardziej niesamowitych silników molekularnych – syntazę ATP. Syntaza ATP może działać również w kierunku odwrotnym, tzn. może pracować w trybie pompowania jonów, zużywając w ten sposób ATP do tworzenia gradientu elektrochemicznego. Interesującą konsekwencją teorii chemiosmotycznej jest zmiana sposobu myślenia (zmiana paradygmatu) dotyczącego przemian energetycznych zachodzących w komórkach żywych. Teoria ta nie zakłada żadnych „pośredników" natury chemicznej. Całym motorem przemian jest natomiast czynnik fizyczny, jakim jest różnica potencjałów elektrycznych po obu stronach błony i różnica stężeń jonów, zwana potencjałem elektrochemicznym.

Niezwykle interesujące jest to, że mechanizm sprzężenia chemiosmotycznego (podobnie jak DNA, RNA i rybosomy – fabryki białek) zachował się we wszystkich domenach świata żywego. To ten mechanizm dostarcza energii niemalże wszystkim organizmom żywym: od najmniejszych organizmów jednokomórkowych, takich jak archeony i bakterie, →

→ **Rysunek 1**



Praca strumienia elektronów wykorzystywana jest do pompowania protonów i tworzenia gradientu elektrochemicznego, zarówno w procesie oddychania komórkowego, jak i w procesie fotooksydacji, będącego elementem fotosyntezy.

poprzez fotosyntezujące organizmy, takie jak sinice i rośliny, aż po nas samych. Procesy sprzężenia chemiosmotycznego, które mogą być interesujące z punktu widzenia zastosowania praktycznego, związane są przede wszystkim z mechanizmem tworzenia błonowych gradientów elektrochemicznych. W niniejszym artykule przyjrzymy się i zastanowimy nad możliwością praktycznego wykorzystania najważniejszych mechanizmów związanych ze sprzężeniem chemiosmotycznym, takimi jak między innymi akumulacja energii, kwantowe przewodnictwo elektryczne, kataliza kwantowa. Spróbujemy również wytyczyć kierunki badań nad procesami sprzężenia chemiosmotycznego, których wyniki w przyszłości mogłyby przełożyć się na skonstruowanie niewyczerpalnego i taniego źródła energii.

Wykorzystując najnowsze metody badawcze oraz wiedzę naukową, odkryjmy i wykorzystajmy doświadczenie, jakie zgromadziła natura w trakcie niewyobrażalnie długiego okresu – czterech miliardów lat ewolucji. Zapraszamy do interdyscyplinarnego świata z pogranicza takich dziedzin nauki i inżynierii jak: biologia, chemia, fizyka, mechanika kwantowa, energetyka, bioinżynieria i nanotechnologia.

1. Komórkowa nanoelektrownia

Oprócz uniwersalnego kodu genetycznego – DNA – charakterystyczną cechą wszystkich trzech domen świata żywego (archeonów, bakterii i eukariontów) jest sposób, w jaki żywa komórka produkuje energię, która niezbędna jest jej do realizacji wszystkich procesów życiowych. Interesujące jest to, że procesy przetwarzania energii (tzw. metabolizmu energetycznego) przebiegają innymi szlakami niż procesy tworzenia nowych składników komórkowych (metabolizmu węgla). W jaki sposób „napędzane" są procesy biologiczne zachodzące w komórkach (co jest „jednostką energii" w komórkach żywych), wyjaśnia wspomniana we wprowadzeniu teoria sprzężenia chemiosmotycznego. Aby mogła zostać wykonana jakakolwiek praca komórkowa, potrzebna jest cząsteczka o nazwie ATP, którą możemy porównać obrazowo do monety wrzucanej do automatu do gier. Cząsteczka ta zawiera charakteryzującą się wiązaniem wysokoenergetycznym grupę fosforanową, oznaczaną często symbolem Pi. Moneta w postaci ATP (a w zasadzie jej grupa fosforanowa) uruchamia proces, który najłatwiej jest zobrazować, przyglądając się tzw. białkom kroczącym, fantastycznym maszynom molekularnym wykonującym pracę motoryczną. Dosłownie na jeden krok białka wzdłuż cytoszkieletu komórki, po rusztowaniu zwanym mikrotubulą, zużywana jest jedna cząsteczka ATP, w wyniku czego na drodze hydrolizy przekształca ona się do tzw. ADP i wspomnianej już grupy fosforanowej. Oba składniki muszą zostać następnie zregenerowane do pierwotnej postaci ATP, aby ponownie dostarczać komórce niezbędnej energii. Przeważająca większość cząsteczek ATP regenerowana jest w procesie tzw. fosforylacji oksydacyjnej lub fotofosforylacji. Najbardziej zdumiewające jest jednak to, że proces ten ma charakter bardziej mechaniczny niż chemiczny (czasami proces ten nazywany jest również chemią wektorową). Cząsteczka pozostała po hydrolizie ATP oraz grupa fosforanowa zmuszone są do ponownego połączenia się w „głowicy" silnika molekularnego, napędzanego strumieniem protonów, jakim jest syntaza ATP. Pytanie brzmi, skąd bierze się ów strumień protonów i dlaczego właśnie ten mechanizm jest tak uniwersalny w całym świecie ożywionym?

Aby zrozumieć procesy energetyczne zachodzące we wnętrzu żywych komórek, przyjrzyjmy się przemianom energii zachodzącym w takich urządzeniach jak ogniwa paliwowe. Ogniwo paliwowe składa się z trzech podstawowych elementów: anody – na której w klasycznym przypadku cząsteczka wodoru „odzierana" jest z dwóch elektronów, katody – na której tlen posiadający silne powinowactwo przyjmuje elektrony – oraz przepuszczalnej jedynie dla protonów membrany. Cały proces jest klasycznym przykładem tzw. reakcji redox. Wodór ulega utlenieniu, tlen natomiast redukcji. Dwa uwolnione na anodzie elektrony wykonują pracę i dzięki zamkniętemu obwodowi elektrycznemu powracają do katody, łącząc się z cząsteczką tlenu i dwoma protonami, tworząc ostatecznie cząsteczkę wody. Procesowi towarzyszy również wydzielanie się znacznej ilości ciepła.

Okazuje się, że podstawą procesów przemiany energii w komórkach żywych są również reakcje redox. W przypadku komórek zwierzęcych oraz roślinnych, tak samo jak w ogniwach paliwowych, donorem elektronów jest wodór (choć w przypadku bakterii mogą to być np. kationy żelaza), akceptorem zaś w przypadku komórek zwierzęcych jest tlen lub w komórkach roślinnych – cząsteczka NADP+, która dalej bierze udział w tworzeniu cukrów. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku komórek zwierzęcych „dawcą" elektronów jest analogiczna cząsteczka NADH, która pochodzi z rozkładu (katabolizmu) cukrów. Chociaż zarówno w przypadku żywych komórek, jak i ogniw paliwowych elektrony wykonują pracę, tym, co jednak różni oba przypadki, jest ścieżka, po której wędrują elektrony, i to, że praca wykonana przez elektrony w przypadku żywych komórek jest tylko etapem pośrednim procesu, w którym ostatecznie powstaje waluta energetyczna świata żywego – ATP.

W przewodniku takim jak metale elektrony znajdujące się w paśmie przewodnictwa przemieszczają się w sposób uporządkowany w kierunku wyznaczonym przez różnicę przyłożonego potencjału. W przypadku żywych komórek przewodnikiem nie są metale, lecz struktury mineralne. Elektrony wędrują od ośrodka o niższym powinowactwie do elektronów

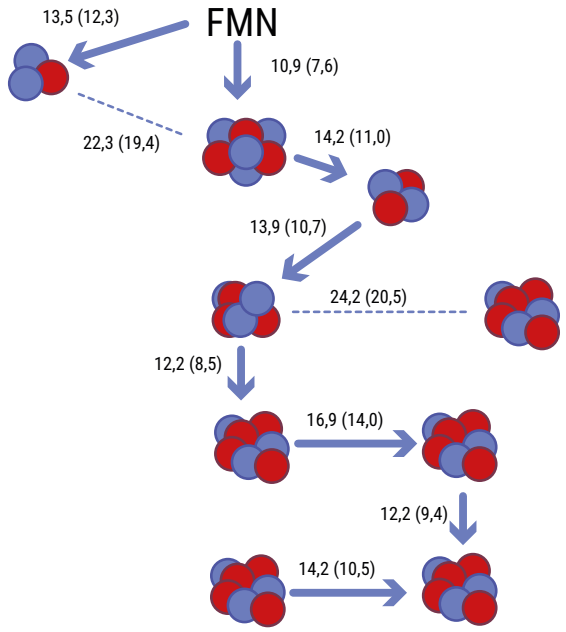
do ośrodka o powinowactwie wyższym, na zasadzie tunelowania kwantowego (więcej o tym zjawisku powiemy w dalszej części artykułu). W przypadku ogniwa paliwowego każde dwa elektrony, oderwane od cząsteczki wodoru, wykonują bezpośrednią pracę, która może być wykonana za pośrednictwem energii elektrycznej. Natomiast w żywych komórkach praca wykonana przez każde dwa elektrony przepływające przez tzw. łańcuch transportu elektronów wykorzystana jest do przepompowania przez błonę komórkową w sumie 10 protonów. Elektron, wędrując wzdłuż łańcucha od jednego ośrodka redox do kolejnego, powoduje zmianę struktury (zmianę konformacji) kompleksów białkowych zawierających ośrodki redox, które działają jak pompa protonowa. W ten sposób po przeciwnej stronie błony tworzy się gradient elektrochemiczny będący superpozycją różnicy stężeń elektronów po obu stronach błony oraz potencjału błonowego. Jeżeli zarówno różnica stężeń protonów (ich gradient), jak i różnica potencjału błonowego mają ten sam zwrot, oba efekty się nakładają, w wyniku czego wielkość wykonanej pracy może być większa niż w przypadku, gdybyśmy dysponowali jedynie różnicą potencjału elektrycznego. Zamiast dwóch elementarnych ładunków elektrycznych o wartości 2 kulombów mamy do dyspozycji dziesięć. Zamiast jedynie różnicy potencjału elektrycznego mamy potencjał elektrochemiczny. To się nazywa optymalizacja wykorzystania paliwa!
Podsumowując niniejszy rozdział, zauważmy, że wszystkie organizmy żywe (wyjątek stanowią organizmy generujące energię na drodze fermentacji, choć sądzi się, że ten mało efektywny mechanizm wyewoluował znacznie później) wykorzystują w procesach przemiany energii reakcje redox. Wszystkie wykorzystują pozyskane w ten sposób elektrony do pompowania protonów, tworząc gradient elektrochemiczny w poprzek błony komórkowej. Wszystkie organizmy generują istotną większość ATP, wykorzystując do tego celu najbardziej zdumiewający silnik molekularny zasilany strumieniem protonów, jakim jest syntaza ATP.

2. Przewodnictwo tunelowe

Zjawisko tunelowe zostało zaproponowane pod koniec lat 20. XX w. jako rozwiązanie problemu jądrowego rozpadu radioaktywnego alfa. Autorem tego rozwiązania był pochodzący z Odessy amerykański fizyk jądrowy i kosmolog George Gamow. W późniejszych latach urodzony we Wrocławiu, laureat Nagrody Nobla Max Born uogólnił zjawisko tunelowania kwantowego na niezwiązane z potencjałem jądrowym układy kwantowe. Niezwykłość tunelowania kwantowego polega na tym, że lekka cząstka (taka jak np. elektron) przechodzi przez barierę potencjału, której wysokość jest większa niż energia tej cząsteczki. Zjawisko to jest opisywane przez mechanikę kwantową jako sprzeczne z rozumieniem zasady zachowania energii obowiązującym w fizyce klasycznej. Falowe własności cząstek, czyli fale de Broglie'a, stanowią klucz do wyjaśnienia przez mechanikę kwantową zjawiska tunelowania. Wynika ono z uznania, że w małej skali elektrony mają właściwości fali. Skutkiem tego nie jest możliwe określenie ich dokładnego położenia pozwalającego im przedostawać się czasem przez uznawaną za nieprzenikalną barierę. Bardzo interesujące wydają się wyniki badań przeprowadzonych na Australian National University wykazujące, że prędkość tunelującego elektronu może być większa od prędkości światła. Może być ona większa z tym zastrzeżeniem, że prędkość tunelowania jest wyrażona jako liczba urojona. Wtedy nie zostaje obalona żadna z dotychczas znanych teorii opisujących nasz świat. Tunelowanie w świecie nauki posłużyło nie tylko do rozwiązania problemu jądrowego rozpadu radioaktywnego alfa, ale również stało się podstawą do stworzenia skaningowego mikroskopu tunelowego oraz elektronicznych elementów półprzewodnikowych. W naturze występowanie tego zjawiska zostało odkryte w procesach oddychania komórkowego, fotosyntezy oraz reakcji enzymatycznych.
Zgodnie z definicją katalizatorem nazywamy substancję chemiczną znacznie przyspieszającą przebieg reakcji (nawet o wiele rzędów wielkości). Wiąże się to ze zmianą ścieżki kinetycznej reakcji chemicznej na taką o energii mniejszej w odniesieniu do reakcji bez obecności katalizatora. Żywe organizmy wykorzystują w tym celu enzymy białkowe. Jednak w początkach biochemii rolę katalizatorów prawdopodobnie odgrywały nieorganiczne kompleksy, np. siarczki żelaza, niklu i molibdenu. Obecnie pełnią one ciągle ważną rolę związków chemicznych potrzebnych enzymom do katalizowania procesów chemicznych w kilku niezwykle istotnych dla procesów życiowych białkach. Siarczki żelaza, niklu i molibdenu nie są bardzo skutecznymi katalizatorami, jednak zdolne są do wykonywania swojego zadania przy braku obecności enzymów białkowych. Istnieje teoria mówiąca o tym, że to właśnie takie katalizatory, a dokładniej centra żelazowo-siarkowe (FeS), były odpowiedzialne za przyspieszenie powstawania cząsteczek organicznych, czyli pierwszych etapów życia. Centra te są nadal obecne we współczesnych enzymach, również tych biorących udział w oddychaniu komórkowym. Bez względu na rodzaj komórki (zwierzęca czy roślinna) energia potrzebna komórce do wykonania pracy czerpana jest głównie z reakcji redox. W wyniku tej reakcji następuje przeniesienie elektronu lub elektronów z jednej cząsteczki będącej donorem na inną stanowiącą akceptor (**rys. 1**).
Podczas oddychania komórkowego elektrony pochodzące ze składników pokarmowych nie łączą się bezpośrednio z tlenem, ponieważ to spowodowałoby uwolnienie całej energii jednorazowo. Elektrony zostają połączone z obdarzonym ładunkiem elektrycznym atomem żelaza, zlokalizowanym w nieorganicznym krysztale nazywanym klastrem lub centrum żelazowo-siarkowym (**rys. 2**). Tak zaczyna się podróż elektronu, który następnie porusza się dalej po podobnych centrach, ale charakteryzujących się wyższym zapotrzebowaniem na elektron niż wcześniej „odwiedzone". Dowiedziono, że za przenoszenie elektronów z jednego centrum na następne odpowiada efekt tunelowy. Dopiero pokonanie przynajmniej parunastu klastrów pozwala na dotarcie do tlenu. Dostrzegalne jest tu podobieństwo procesu oddychania komórkowego do procesu fotosyntezy.
W trakcie procesu przenoszenia elektronów na tlen, wzdłuż łańcucha oddechowego, donorami elektronów mogą być związki żelazowe, siarkowodór czy gazowy wodór. Warunkiem powodzenia jest obecność na końcu akceptora na tyle silnego, że przeciągnie elektron przez łańcuch oddechowy. Co ciekawe, w typach fotosyntezy określanych jako beztlenowe siarkowodór lub żelazo stanowią również donor elektronów.

→

→ **Rysunek 2**



Mineralne struktury – centra żelazowo-siarkowe (ośrodki redox) osadzone w strukturze białkowej łańcucha transportu elektronów. Elektrony przemieszczają się pomiędzy centrami na zasadzie tunelowania kwantowego, od ośrodka o mniejszym powinowactwie do ośrodka o większym powinowactwie do elektronów. Rysunek pochodzi z [3].

Można zadać sobie pytanie, czy wykorzystanie zjawiska tunelowania może jeszcze zmienić obecne oblicze elektrotechniki i elektroenergetyki? Dotychczas znalazło ono zastosowanie w elektronicznych elementach półprzewodnikowych, ale możliwe, że pełny potencjał tego zjawiska nie został jeszcze odkryty i o procesie tunelowania nie powiedziano jeszcze wszystkiego.

3. Baterie protonowe, czyli nanoakumulatory energii

Przyglądając się budowie oraz mechanizmom, jakie zachodzą wewnątrz żywej komórki pojawiła się idea zastosowania ich w nowych rozwiązaniach technologicznych. Jedną z gałęzi zainteresowanych opracowaniem efektywnego sposobu magazynowania energii jest przemysł energetyczny. Ilość energii potrzebnej społeczeństwu do codziennej egzystencji stale wzrasta. Jej produkcja w konwencjonalnych źródłach wiąże się z ingerencją w środowisko naturalne, dlatego też spojrzenia kierowane są na energetykę odnawialną. Dużym problemem takich źródeł jak panele fotowoltaiczne czy farmy wiatrowe jest ograniczona możliwość magazynowania „wyprodukowanej" przez nie energii. Cały produkt musi być konsumowany na bieżąco. Dlatego też nowe idee magazynów i rozwiązań w obrębie już istniejących technologii są coraz intensywniejsze. Skoro natura potrafiła wypracować mechanizm magazynowania energii w postaci gradientów protonowych czy cząsteczek ATP, to dlaczego by z tego nie skorzystać? W niniejszej części przybliżone zostanie biologiczne działanie dwóch interesujących zagadnień pod względem możliwości ich wykorzystania w nowoczesnych magazynach energii.

Jak już wspomniano, podstawowym nośnikiem energii w żywych komórkach jest cząsteczka o nazwie ATP. Rozpoczęcie cyklu pracy wymaga także obecności białek jako nośników. Bez względu na rodzaj komórki (zwierzęca czy roślinna) energia czerpana jest przede wszystkim z reakcji redox. Chcąc zaobserwować dokładniej cały cykl, należy spojrzeć w głąb samej komórki. Omawiane procesy oddechowe na masową skalę zachodzą w tzw. mitochondrium. W błonie wewnętrznej każdego organellum znajdują się agregaty czterech kompleksów białkowych (zwane łańcuchem oddechowym), z których tylko trzy pełnią rolę pomp protonowych. Wykorzystują one energię z przenoszenia elektronów w dół potencjału oksydoredukcyjnego aż do tlenu, do pompowania protonów z wnętrza mitochondrium do przestrzeni międzybłonowej. Elektrony, które zostały oderwane, nie przeskakują bezpośrednio na cząsteczkę tlenu, lecz poprzez wewnętrzne struktury białek oddechowych, a konkretnie poprzez stopnie zwane klastrami żelazowo-siarkowymi. Jak już wiemy, na każde dwa elektrony oderwane od składników donora będącego pochodną składników odżywczych przepompowane zostaje 10 protonów. Mniej więcej połowa energii, która uwalnia się przy przepływie elektronów, zmagazynowana jest w postaci gradientu elektrochemicznego (Δp) i wykorzystywana jest do wytwarzania cząsteczki ATP. Ważnym aspektem jest brak przepuszczalności błony mitochondrialnej dla protonów. Dzięki temu powstaje różnica potencjału elektrochemicznego po przeciwnych stronach błony o wartości 150–200 mV. Z uwagi na grubość błony natężenie pola elektrycznego w bliskiej odległości od błony komórkowej wynosi ok. 30 milionów woltów. Cały ten cykl można przedstawić tak jak na **rys. 3**.

Powstała w ten sposób siła protonomotoryczna napędza syntazę ATP, którą można porównać do silnika rotacyjnego, tyle że w nanoskali. Przepływ zgromadzonych protonów obraca wał z momentem M_O, połączony z głowicą katalityczną. Na jeden pełny obrót wału zużywane jest 10 protonów i powstają trzy nowe cząsteczki ATP. Występuje tutaj pełna analogia do obwodu elektrycznego. Pompy protonowe (białka w łańcuchu oddechowym) przepychają ładunki w górę różnicy potencjałów, a protony samoistnie płyną przez syntazy ATP (odbiory), wykonując pracę, jaką jest wytworzenie kolejnych cząsteczek ATP (lub bardziej szczegółowo ich regeneracja z ADP i wysokoenergetycznej grupy fosforanowej oznaczonej często symbolem P_i).

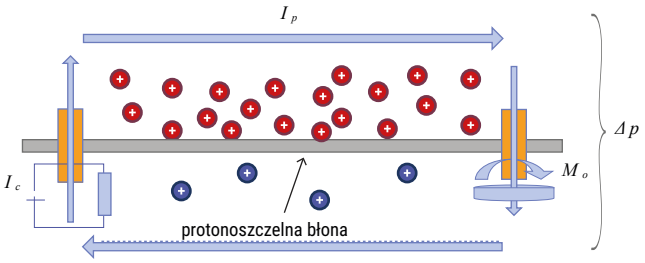
Powstaje pytanie, czy można wykorzystać analogiczny mechanizm do budowy nowego rodzaju baterii. Aktualnie badane rozwiązania zakładają, że w akumulatorach gromadzone będą protony powstające przy podziale cząsteczki wody. Badania takie prowadzą naukowcy z uniwersytetu RMIT University. W chwili ładowania protony, które uzyskuje się z rozkładu cząsteczek wody, są łączone z elektronami i cząsteczkami metalu z jednej elektrody ogniwa. W ten sposób powstaje wodorotlenek o stałym charakterze i zdolnościach do magazynowania. Z badań wynika, że takie rozwiązanie ma większą sprawność niż klasyczne akumulatory litowo-jonowe, a to dzięki większej gęstości energii. Adaptacje technologiczne wykorzystują głównie zdolność do zmiany pH środowiska w sposób kontrolowany. Obecna wiedza na temat działania pomp protonowych pozwala opracować sprawne prototypy. Jednak aby stworzyć w pełni działające urządzenia, potrzeba jeszcze wielu testów, aby pokonać napotkane ograniczenia

do skomercjalizowania baterii.
Natura stworzyła również inne rozwiązanie działające podobnie do pomp protonowych zasilanych strumieniem elektronów, lecz napędzane energią świetlną, tzw. bakteriorodopsynę. Jest to białko zlokalizowane w błonie komórkowej archeona żyjącego w naturalnych słonych zbiornikach o nazwie *Halobacterium halobium*. Bakteriorodopsyna pełni ważną rolę w wychwytywaniu i użytkowaniu energii słonecznej. Białko ma dość skomplikowaną strukturę wewnętrzną, poznawaną wciąż poprzez szczegółowe badania krystalograficzne. Mechanizm pompowania wymaga energii, której dostarcza bezpośrednio światło słoneczne – foton. Każda cząsteczka bakteriorodopsyny zawiera niebiałkową strukturę zwaną retinalem. Retinal połączony jest kowalencyjnie z jedną z siedmiu zwiniętych struktur zwanych alfa-helisami. Gdy absorbowany jest foton, następuje zmiana kształtu retinalu (zmiana jego konformacji), co wywołuje zmianę struktury białka i „wypompowanie" jonu H+ do zewnętrznej przestrzeni błony komórkowej. Retinal następnie regeneruje się przez pobranie kolejnego jonu z cytozolu, a białko odzyskuje pierwotny kształt. Tak jak w procesie opisanym wyżej, po obu stronach błony tworzy się gradient stężenia jonów, który jest swoistym akumulatorem energii. Tak jak poprzednio, w komórkach żywych gradient ten może zasilać biologiczne nanomaszyny obrotowe, takie jak np. syntaza ATP.
Z powyższych przykładów można wyciągnąć wniosek, że ewolucja wypracowała dwa mechanizmy, które działają w ten sam sposób od ok. czterech miliardów lat. Próba ich przeskalowania i wykorzystania w nowym rodzaju baterii może zrewolucjonizować rynek magazynów energii ze względu na ich wysoką sprawność, mniejsze rozmiary w porównaniu do klasycznych akumulatorów (np. litowo-jonowych) oraz ich obojętność dla środowiska naturalnego. Naukowcy wyrażają coraz większe zainteresowanie tematem wykorzystania reakcji redox zachodzących w komórkach żywych, trudno jest jednak na tym etapie wskazać, który z dwóch rodzajów pomp zostanie z powodzeniem przeniesiony do świata makro. Z pewnością jednak można stwierdzić, że sam pomysł wykorzystania rozwiązań pochodzących z obszaru biologii molekularnej wydaje się niezwykle interesujący.

4. Zasilanie nanomaszyn

Wyobraźmy sobie nowy świat, w którym np. zamiast leków wpływających na cały organizm podawane są one przez sprytne nanoroboty, które transportują je w miejsca, w których są one najbardziej skuteczne (np. do wnętrza komórek nowotworowych). Potrafimy już w nanoskali zbudować konstrukcje atom po atomie. Podejmowane są również próby zasilenia takich struktur, aby mogły wykonywać pracę mechaniczną. O ile sztuczne nanomaszyny są ciągle w powijakach, o tyle w naturze znalazły już zastosowanie wiele miliardów lat temu. Jeszcze kilkadziesiąt lat temu sądzono, że to, co charakteryzuje żywe komórki (i życie w ogóle), to fakt, że organizmy żywe nie wykorzystują nigdzie w swoich procesach maszyn obrotowych. Po ogłoszeniu przez Petera Mitchella teorii, według której paliwem, dzięki któremu powstaje ATP, jest strumień protonów, Paul D. Boyer zaproponował wyjaśnienie mechanizmu regeneracji ATP. Według Boyera regeneracja ATP następowała w maszynie przypominającej silnik obrotowy. Teoria ta została pierwszy raz potwierdzona przez Johna Walkera. Cała trójka otrzymała za swoje odkrycia Nagrodę Nobla. Od tamtego czasu odkryto analogiczny mechanizm, dzięki któremu bakterie zasilają obrót swoich wici bakteryjnych.

Rysunek 3



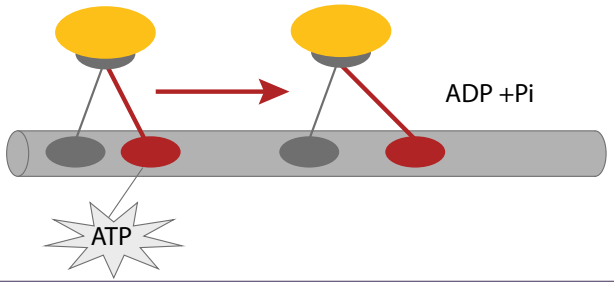
Protonowa siła napędowa (analogiczna do siły elektromotorycznej) powstała w poprzek szczelnej błony komórkowej rozgraniczającej różne stężenia dodatnich jonów wodorowych – protonów. Strumień elektronów I_e zasila pompę protonową, przerzucając protony poprzez protonoszczelną błonę. W ten sposób powstaje gradient elektrochemiczny Δp napędzający obrotowy nanogenerator, którego zadaniem jest regeneracja cząsteczki ATP.

Dzięki takim metodom jak krystalografia rentgenowska udało nam się poznać jeszcze kilka innych nanomaszyn, dzięki którym komórka żywa wykonuje różne rodzaje pracy. Do takich nanomaszyn możemy zaliczyć wspomniane już syntazę ATP i wić bakteryjną (obie napędzane strumieniem protonów), pompy jonowe – zasilane strumieniem elektronów, fotonami lub ATP oraz tzw. białka motoryczne, czerpiące energię z reakcji hydrolizy ATP. Sposób, w jaki komórki wykorzystują do wykonania pracy fotony, protony i elektrony, został już dość szeroko omówiony w poprzednich rozdziałach. To, czemu jeszcze warto się przyjrzeć, to w jaki sposób organizmy żywe wykorzystują cząsteczkę ATP do wykonania pracy transportowej.
Czym w zasadzie jest ATP i w jaki sposób staje się nośnikiem energii? Bez wnikania w szczegóły, to, co jest interesujące w cząsteczce ATP, to trzy naładowane ujemnie grupy fosforanowe, oznaczone symbolem P_i. Ładunki te są stłoczone razem i ich wzajemne odpychanie wpływa na niestabilność grupy trifosforanowej, która staje się chemicznym odpowiednikiem ściśniętej sprężyny. Energia zostaje uwolniona podczas reakcji hydrolizy, podczas której zachodzi następująca reakcja:

ATP + woda → ADP + P_i + energia

Pytanie brzmi, w jaki sposób hydroliza ATP przekształca się na wykonanie pracy? W przypadku białek motorycznych hydroliza ATP prowadzi do zmiany ich konformacji (ułożenia). W większości przypadków pracy mechanicznej w proces ten włączone są tzw. białka kroczące (**rys. 4**).
W przypadku białek motorycznych kroczących po cytoszkielecie komórki ATP wiąże się z nimi niekowalencyjnie i ulega hydrolizie, uwalniając ADP i grupę fosforanową. Tym samym zwalnia ono miejsce do wiązania kolejnej cząsteczki ATP. W wyniku uwolnionej energii białko kroczące zmienia swoją konformację, co powoduje jego ruch po cytoszkielecie. Czy ten sam mechanizm można wykorzystać do zasilania nanomaszyn skonstruowanych ręką człowieka?

→ **Rysunek 4**



Ruch motorycznego białka kroczącego po cytoszkielecie komórki dzięki reakcji hydrolizy ATP.

5. Woda i ditlenek węgla – niewyczerpalne źródło bezpiecznej energii

Człowiek zawsze marzył o bardzo tanim i powszechnie dostępnym paliwie – tanim i dostępnym jak jeden z najbardziej rozpowszechnionych związków chemicznych na Ziemi i w całym Wszechświecie – wodzie. No właśnie, czy woda może stać się paliwem wykorzystywanym w przyszłości powszechnie przez ludzkość? Zastanówmy się. Cząsteczka wody składa się z dwóch atomów wodoru i jednego atomu tlenu. W standardowym przedziale temperatur jest związkiem niezwykle stabilnym. Cząsteczkę wody możemy rozerwać za pomocą trzech znanych nam metod: elektrolizy, termolizy i fotolizy, uzyskując w ten sposób wodór cząsteczkowy i tlen. Wodór cząsteczkowy możemy ponownie spalić w tlenie (utlenić), jednakże energia włożona w rozbicie cząsteczki wody będzie większa niż otrzymana z procesu utleniania wodoru. Ze swoją silną skłonnością do gwałtownego utleniania paliwo wodorowe wymaga również szczególnych środków ostrożności. Bardziej bezpiecznym związkiem chemicznym, z którym nauczyliśmy się radzić już od ponad stu lat, jest metan, gaz, którego cząsteczka składa się z czterech atomów wodoru i jednego atomu węgla. Metan tak samo jak wodór możemy spalać np. w ogniwie paliwowym, produkując w ten sposób energię elektryczną.

Pytanie brzmi, jak ekonomicznie i bezpiecznie wytwarzać wodór z wody i czy można wykorzystać go następnie do produkcji metanu? Aby odpowiedzieć na powyższe pytania, przyjrzyjmy się dwóm procesom energetycznym zachodzącym w żywych komórkach. Powszechnie znanym procesem, w którym dokonuje się dekompozycja cząsteczki wody, jest fotosynteza. Celem, w jakim organizmy żywe takie jak rośliny czy cyjanobakterie (pospolicie zwane sinicami), przeprowadzają proces fotosyntezy, jest, podobnie jak w oddychaniu komórkowym, tworzenie elektrochemicznego gradientu jonowego w poprzek błony, tzw. tylakoidu, który jest następnie wykorzystywany do napędzania wspomnianego już wcześniej molekularnego generatora – syntazy ATP. W oddychaniu komórkowym donorem elektronów jest cząsteczka NADH, która przenosi zmagazynowane elektrony pochodzące z produktów katabolizmu substancji odżywczych takich jak glukoza, na łańcuch transportu elektronów. W fotosyntezie dawcą elektronów jest zdekomponowana cząsteczka wody. Z punktu widzenia praktycznego najbardziej interesujący jest jednak sposób, w jaki cząsteczka wody dekomponowana jest w chloroplastach komórek roślinnych na wodór i tlen.

Układ przeprowadzający fotosyntezę zbudowany jest z dwóch białek zwanych fotoukładem II i fotoukładem I. Do fotoukładu II „doczepiona" jest pewna struktura mineralna zwana kompleksem rozkładającym wodę. Struktura ta (**rys. 5**) ma postać trójwymiarowej regularnej siatki składającej się z czterech atomów manganu, pięciu atomów tlenu i jednego atomu wapnia (Mn_4CaO_5). Dzięki tej strukturze, łudząco podobnej do struktury minerału takiego jak np. holandyt, zachodzi utlenianie wody:

dwie cząsteczki wody → tlen + 4 protony + 4 elektrony

Cały proces można sobie wyobrazić w następujący sposób. Kompleks rozkładający wodę pozycjonuje cząsteczkę wody, tak aby będący składnikiem chloroplastów, najsilniejszy biologiczny utleniacz, chlorofil $P680^+$, mógł wyłuskać z niej elektrony.

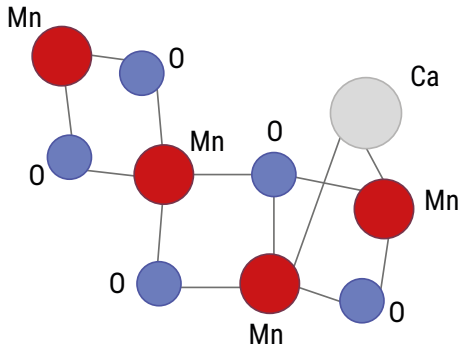
Odpadem całego procesu jest wydalana z komórki życiodajna cząsteczka tlenu, którą wszyscy oddychamy. Brzmi to niesłychanie, ale żyjemy dzięki odpadowi reakcji fotosyntezy! Elektrony wybite z chlorofilu przez foton wędrują następnie, tak jak ma to miejsce w łańcuchu oddechowym, poprzez kolejne ośrodki redox, pompując w ten sposób protony, będące źródłem siły protonowej dla regeneracji cząsteczek ATP. Ostatecznie elektrony spoczywają na wspomnianej cząsteczce NADPH, która wykorzystywana jest w procesie tworzenia cukrów. My jednak cukrów tworzyć nie potrzebujemy, dlatego całe zainteresowanie świata nauki koncentruje się na początku tego procesu. To, na co należy zwrócić uwagę, to istnienie silnego utleniacza aktywowanego światłem słonecznym i kompleksu rozkładającego wodę.

No dobrze, załóżmy, że mamy już wodór. Jak z niego wyprodukować metan? W tym celu przyjrzyjmy się bliżej pewnym organizmom, które prawdopodobnie od ponad czterech miliardów lat przeprowadzają poniższą reakcję:

wodór + ditlenek węgla = metan + woda + ATP + ciepło

Organizmy te już obecnie znamy z praktycznego zastosowania, a mianowicie z coraz popularniejszych biogazowni. To metanogeny należące do wielkiej domeny świata żywego – archeonów. To, co jednak spędza sen z oczu naukowcom i inżynierom, to sposób, w jaki te jednokomórkowe organizmy redukują ditlenek węgla, w konsekwencji produkując tak interesujący nas odpad w postaci metanu. Wydaje się, że w normalnych warunkach nie ma sposobu, aby taka reakcja zachodziła samoistnie. Ale metanogeny robią to cały czas. Jak? Wydaje się, że proces ten wymaga trzech składników: gradientu pH (równoważnego gradientowi protonów), klastra mineralnego będącego centrum reakcji redox oraz sprytnej sztuczki zwanej bifurkacją elektronów. Cały proces można obrazowo ująć jako wytwarzanie energii przez produkcję metanu. Ok. 98% budżetu energetycznego pochodzącego z utleniania wodoru zużywane jest na pompowanie protonów. Gradient pH w poprzek wewnętrznej błony komórkowej zwiększa potencjał redukcyjny wodoru względem ditlenku węgla. Oznacza to, że istnieje większe prawdopodobieństwo tego, że elektrony z cząsteczki wodoru znajdą się na ditlenku węgla. Fizycznie natomiast za transport elektronów odpowiada struktura mineralna o właściwościach półprzewod-

Rysunek 5



Mineralna struktura kompleksu rozkładającego wodę, składająca się z czterech atomów manganu, pięciu atomów tlenu i jednego atomu wapnia, poznana dzięki krystalografii rentgenowskiej.

nika, taka jak np. znany już nam FeS. Bifurkacja elektronów pozwala nam na sfinansowanie kilku pierwszych endoergicznych (wymagających wkładu energetycznego) etapów reakcji redukcji ditlenku węgla. Reakcja ta nigdy nie mogłaby zajść, gdyby nie różnica stężenia protonów po obu stronach nieprzepuszczalnej błony wewnątrzkomórkowej.

Podsumowanie

W niniejszym artykule przyjrzeliśmy się procesom przetwarzania energii w komórkach żywych pod kątem ich ewentualnego zastosowania w technice. Wszystkie trzy wielkie domeny świata ożywionego (archeony, bakterie i eukarionty) wykorzystują reakcje typu redox do zasilania swoich procesów życiowych. Reakcje redox polegają na przenoszeniu elektronów z donora elektronów na ich akceptor. W trakcie transportu elektronów część energii jest akumulowana w postaci gradientów jonowych i wykorzystywana do napędzania najmniejszego silnika molekularnego – syntazy ATP, w celu regeneracji komórkowej jednostki monetarnej – cząsteczki ATP. Sam transport elektronów pomiędzy kolejnymi ośrodkami redox odbywa się na zasadzie tunelowania kwantowego, zaś najbardziej nietypowym donorem elektronów może być na przykład cząsteczka zwykłej wody.
Przeglądając treść powyższych rozdziałów, zauważamy ogromny potencjał tkwiący w rozwiązaniach, które natura doskonaliła przez cztery miliardy lat ewolucji. Nieograniczone źródło energii – woda, superszybkie przewodzenie ładunków elektrycznych – tunelowanie elektronów pomiędzy ośrodkami reakcji redox, niezwykłe akumulatory energii wykorzystujące protonowe gradienty elektrochemiczne, i w końcu paliwa pozwalające zasilać tak niezwykłe nanomaszyny jak białka kroczące czy pompy protonowe. Choć brzmi to jak science fiction, te wszystkie procesy są obecne w komórkach roślin i zwierząt, bakterii i archeonów. W jakim stopniu skorzystamy z doświadczenia natury, zależy od nas samych. Czy kiedykolwiek uda się nam ją prześcignąć w jej pomysłowości, tego oczywiście nie wiemy. Możemy być jednak pewni, że wiele szczegółów procesów przemiany energii, które zachodzą w komórkach, nie zostało jeszcze wystarczająco poznanych. Jednak wiemy, że wszystkie te procesy działają w sposób doskonały dzięki procesom optymalizacji trwającym miliardy lat. Gdyby było inaczej, żaden z autorów nie napisałby niniejszego artykułu.
Dziękujemy czytelnikom niniejszej publikacji za wspólną, niezwykłą podróż do świata przemian energetycznych zachodzących w skali pojedynczych angstremów w całym świecie ożywionym.

Perspectives of biological energy transfer processes implementation in professional energy engineering

This article focuses on the energy processes occurring in living cells, which may be the inspiration for new solutions in the area of broadly understood professional energy engineering. Its purpose is to show how the living world around us and its mechanisms developed over billions of years may be the inexhaustible source of practical ideas. Critical phenomena related to the functioning of redox centres, electron tunnelling, energy storage in the form of electrochemical gradients or non-combustible sources of safe energy, which may be just a water and carbon dioxide molecules, are presented to the reader in simple way. The authors of the article, apart from the description of living cell energy transfer mechanisms, seek answers to the fundamental question: how well-known and well-understood bioenergetics phenomena can be used and transferred to the macroscale, and what part of this answer still requires more basic understanding. ■

Piśmiennictwo

[1] Reece, Urry, Cain, Wasserman, Minorsky, Jackson: ***Biologia Campbella***, wydanie X, 2014.
[2] Alberts, Bray, Hopkin, Johnson, Lewis, Raff, Roberts, Walter: ***Podstawy biologii komórki***, PWN, 2015.
[3] Lane: ***Pytanie o życie***, Prószyński i S-ka, 2016.
[4] Lane: ***Największe wynalazki ludzkości***, Prószyński i S-ka, 2012.
[5] Al-Khalili, ***McFadden: Życie na krawędzi***, Prószyński i S-ka, 2016.
[6] anos K. Lanyi, Andrew Pohorille: ***Proton pumps: mechanism of action and applications***, Trends Biotechnol, 2001.
[7] Mailloux: ***Teaching the fundamentals electron transfer reactions in mitochondria and the production and detection of reactive oxygen species***, Redox Biology, Elsevier, 2015.
[8] Lane, Martin: ***The origin of membrane bioenergetics***, Cell, Elsevier, 2012.
[9] Wojtczak, ***Półwiecze chemiosmotycznej koncepcji sprzężenia energetycznego,*** Postępy Biochemii, 2014.
[10] Cowell: ***Structure and catalytic activity of the oxygen evolving complex of photosystem II***, University of California – Berkley, 2008.
[11] Wysocka-Kapcińska, Kucharczyk: ***Budowa, biogeneza i mechanizm działania kompleksu mitochondrialnej syntazy ATP***, Postępy Biochemii, 2012.
[12] Hayashi, Stuchebrukhov: ***Electron tunneling in respiratory complex I***, PNAS, 2010.
[13] Martin, Maryushov: ***Electron – transfer chain in respiratory complex I***, Nature, 2017.

mgr Jarosław Sordyl,
PSE Departament
Bezpieczeństwa

CERT PSE oraz E-CERT sektorowy elementem cyberbezpieczeństwa dla sektora energetycznego

Wstęp

Poddając analizie obecną sytuację w obszarze rozwoju cyberzagrożeń i systemów cyberataków, widzimy, że każda organizacja jest potencjalnym celem atakujących cyberprzestępców czy też profesjonalistów, za którymi nierzadko stoją obce rządy. Wszyscy jesteśmy uzależnieni, pośrednio lub bezpośrednio, od systemów zarządzania oraz monitorowania, bazujących na rozwiązaniach IT. Podobnie jest w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych SA, które z uwagi na szczególne miejsce w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski traktują problem cyberbezpieczeństwa priorytetowo. W związku z tym konieczne jest nadanie szczególnego znaczenia podejmowanym działaniom wyprzedzającym i ochronnym. Zwłaszcza obecnie, kiedy rozwój urządzeń do monitorowania, zarządzania systemami przemysłowymi bazuje m.in. na wymianie informacji/danych poprzez różnego rodzaju urządzenia, m.in. IIoT (Industrial Internet of Things), które są podłączone do sieci internetowej, cyberzagrożenia i cyberbezpieczeństwo nabierają innego znaczenia, dotąd niespotykanego w obszarach przemysłowych.

Do realizacji zadań, związanych z przeciwdziałaniem cyberzagrożeniom oraz zarządzania incydentami, w organizacjach na całym świecie powoływane są wyspecjalizowane komórki ds. bezpieczeństwa IT, tzw. CERT/CSIRT (Computer Emergency Response Team/Computer Security Incident Response Team). Ich rolą jest nie tylko reagowanie na incydenty, ale również przeciwdziałanie i prowadzenie wśród użytkowników akcji uświadamiających na temat aktualnych cyberzagrożeń oraz sposobów ochrony przed nimi. Zespoły te odpowiedzialne są również za nawiązywanie szerokiej współpracy w obszarze bezpieczeństwa IT z innymi CERT-ami w podobnych organizacjach, ponieważ tylko szybka wymiana informacji warunkuje odpowiednią i właściwą reakcję na zagrożenia.

Przyjęta 17 maja 2016 r. Dyrektywa NIS (Dyrektywa Parlamentu i Rady UE W sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii, określająca wymagania dla operatorów usług kluczowych w poszczególnych krajach, jest kolejnym czynnikiem wskazującym na konieczność podjęcia działań zapewniających odpowiedni poziom bezpieczeństwa. Biorąc pod uwagę rozwój sytuacji w otaczającej przestrzeni w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych, zdecydowano o powołaniu zespołu CERT, którego zadania koncentrują się na zapewnieniu właściwego i skutecznego reagowania na incydenty komputerowe. Jednocześnie ze względu na realne zagrożenia dla systemów IT oraz zależnej od nich infrastruktury krytycznej podjęto kroki zmierzające do zacieśnienia współpracy w całym sektorze energetycznym. Inicjatywa ta ma na celu utworzenie zespołu dedykowanego dla całego sektora energetycznego, tj. E-CERT, na bazie CERT-u PSE. Zadania, które wymagają koordynacji na tym szczeblu, to bieżąca wymiana informacji, wsparcie w likwidacji skutków incydentów, a następnie przedkładanie wniosków do zmian i szeroka edukacja użytkowników. Zasadność zarządzania tymi obszarami kompetencji w jednym centralnym punkcie wynika z praktyki innych państw w tym obszarze, m.in. w Norwegii, w którym funkcjonuje KraftCERT, energetyczny CERT sektorowy. CERT PSE z tym właśnie zespołem nawiązał w bieżącym roku współpracę, której celem jest m.in. wymiana doświadczeń w budowaniu struktur CERT-u sektorowego, jak również operacyjna wymiana informacji o zagrożeniach i cyberatakach.

1. Organizacja CERT-u

Pojawienie się w strukturach organizacji zespołów takich jak CERT, odpowiedzialnych za reagowanie na incydenty komputerowe, zapoczątkował w latach 80. ubiegłego wieku atak „robaka”[1] stworzonego przez Roberta Tappana Morrisa – studenta MIT, który spowodował poważne zainfekowanie dużej liczby komputerów na uczelniach w USA oraz na świecie. Był to sygnał, że tylko dzięki wzajemnej współpracy w zakresie cyberbezpieczeństwa organizacje będą w stanie szybko reagować na zagrożenia oraz wyprzedzać pewne działania zagrażające ich systemom. Pierwszy z CERT-ów został powołany przez Agencję DARPA (Defence Advanced Reasearch Project Agency), na Uniwersytecie Carnegie-Mellon w Pittsburghu. Zespoły potwierdziły swoją efektywność i sprawność działania, dlatego już w latach 90. w Europie powsta-

[1] Robak komputerowy – samoreplikujący się program komputerowy, podobny w swoim działaniu do wirusa komputerowego, rozprzestrzenia się we wszystkich sieciach podłączonych do zarażonego komputera poprzez wykorzystanie luk w systemie operacyjnym. W odróżnieniu od wirusa komputerowego robak nie potrzebuje nosiciela, czyli zwykle jakiegoś pliku wykonywalnego.

ły podobne rozwiązania. Początkowo głównym zadaniem CERT-ów było reagowanie na wszelkie zdarzenia w systemach teleinformatycznych, a później biorąc pod uwagę konieczność edukacji użytkowników, wprowadzono również do ich zadań działania z obszaru edukacji, prewencji i szkoleń dla użytkowników w celu podnoszenia kompetencji i wiedzy takich użytkowników. Obecnie zespoły CERT/CSIRT wykształciły sprecyzowany obszar kompetencyjny związany z reagowaniem na incydenty z obszaru bezpieczeństwa IT, przeciwdziałania oraz rozwiązywania incydentów, a przy ustalaniu źródła incydentu w połączeniu z wnioskowaniem na przyszłość i rekomendowaniem rozwiązań podnoszących stopień skuteczności działania. Od początku swoich działań zespoły CERT/CSIRT ewoluowały m.in. za sprawą pojawiających się nowych rozwiązań, które miały bezpośredni wpływ na stopień skomplikowania infrastruktury IT. Pozwalały one na budowę rozległych sieci, skomplikowanych w obsłudze i zarządzaniu oraz pojawieniu się na scenie cyberprzestępców – osób lub grup osób (określanych mianem cybergrup), których celem było m.in. prowadzenie działalności cyberprzestępczej przynoszącej zyski finansowe. Dzisiejszy zespół CERT może dostarczać wielu usług i wsparcia w zapewnieniu i utrzymaniu bezpieczeństwa w organizacji w środowisku IT. Do listy zadań CERT-u mogą wchodzić również takie usługi jak informatyka śledcza – niezbędna do zabezpieczenia i analizy dowodów cyfrowych oraz np. wskazania, czy faktycznie doszło do incydentu, czy też mamy do czynienia z błędem, np. programowym. Do specjalistycznych usług możemy również zaliczyć analizę wsteczną (reverse engineering) zapewniającą wiedzę na temat sposobu funkcjonowania programów atakujących oraz co za tym idzie, dostarczającą wiedzy, jak się przed takim atakiem bronić.

2. Zespół Reagowania na Incydenty Komputerowe w PSE SA

W pierwszej połowie 2017 r. odnotowano wzrost zagrożenia ze strony cyberprzestępców, którzy za pośrednictwem ataków z wykorzystaniem złośliwego oprogramowania spowodowali, że zespoły ds. bezpieczeństwa we wszystkich organizacjach państwowych i komercyjnych zostały postawione w stan najwyższej gotowości. Powodem tej sytuacji, jak się później okazało, były ataki z wykorzystaniem oprogramowania ransomware[2] „WannaCry", wykorzystującego jedną z podatności w systemach Microsoft (lukę w systemie można było załatać już w marcu br., kiedy to Microsoft opublikował „patch"[3]) oraz „NotPetya", którego zadaniem było kasowanie danych z zaatakowanych systemów. Wszystkie te ataki miały na celu wyrządzić szkodę materialną lub fizyczną organizacjom. Odnotowano również cele ataku wśród indywidualnych użytkowników systemów komputerowych.

Dodatkowym, zidentyfikowanym w bieżącym roku zagrożeniem, opisanym w raporcie firmy ESET oraz DRAGOS [1], dla systemów współpracujących bądź nadzorujących urządzenia przemysłowe było szkodliwe oprogramowanie „malware"[4] o nazwie „Industroyer" zwane również „CrashOverride". Oprogramowanie to jest modułowym programem, który pozwala na dostosowanie poszczególnych jego elementów do przeprowadzenia ataku na dowolny system przemysłowy sterowany za pośrednictwem komputera. Jak wynika ze wstępnych analiz oraz prób powiązania tego programu z jakimikolwiek atakami, które miały dotychczas miejsce, okazuje się, że mógł być on użyty w 2016 r. na Ukrainie, gdzie wyłączeniu uległa podstacja energetyczna, powodując wyłączenie energii elektrycznej w obwodzie kijowskim. Analiza opublikowanego raportu przynosi kilka wniosków:

- system atakujący jest zaawansowanym narzędziem, którego użycie może mieć krytyczny wpływ na infrastrukturę przemysłową każdego kraju;
- wykorzystanie złośliwego oprogramowania na Ukrainie pokazuje częściowo skuteczność oraz możliwości atakujących i należy je traktować z całą powagą;
- jeżeli ktokolwiek nie rozpoczął starań o budowę systemu zabezpieczeń, izolowania i monitorowania zasobów kluczowych w swojej organizacji, może zostać zaatakowany w chwili, kiedy najmniej się tego spodziewa, a skutki ataku mogą mieć dla niego bardzo poważne konsekwencje.

Obecnie publikowane raporty wskazują, że „Industroyer" może być uznany za cyberbroń, którą z powodzeniem można wykorzystać w działaniach mających na celu wyeliminowanie infrastruktury, w tym krytycznej, „przeciwnika".

Najnowsze, jak i wcześniejsze ataki z wykorzystaniem złośliwego oprogramowania dowodziły destrukcyjnych zamiarów atakujących. Pośrednio wskazywały też na źródło tych ataków, którym mogły być obce rządy i służby motywowane politycznie.

W Polskich Sieciach Elektroenergetycznych analizując obecną sytuację zagrożeń dla systemów teleinformatycznych, jak również systemów komputerowych współpracujących z systemami przemysłowymi, potwierdzono to, z czego już dawno zdawano sobie sprawę, czyli potencjalne zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Jedynym rozwiązaniem, jakie uznano za kompleksowe i odpowiadające poziomowi zagrożeń, było powołanie zespołu operacyjnego reagowania na incydenty w systemie IT – SOC [2] oraz zespołu reagowania na incydenty komputerowe – CERT [3]. Oba te zespoły są odpowiedzią na zagrożenia oraz stanowią centrum kompetencyjno-operacyjne, którego celami są m.in:

- Wykonywanie zadań Zespołu Reagowania na Incydenty Komputerowe (ang. Computer Emergency Response Team) – CERT PSE;
- Prowadzenie laboratorium bezpieczeństwa teleinformatycznego;
- Opiniowanie i weryfikacja nowych rozwiązań teleinformatycznych pod względem spełniania wymogów bezpieczeństwa;
- Współpraca z Departamentem Teleinformatyki w zakresie wspólnego budowania odporności i reagowania na cyberzagrożenia.

[2] Oprogramowanie ransomware – rodzaj szkodliwego oprogramowania używanego w przestępczości internetowej, najczęściej do wymuszania okupu za skradzione dane

[3] Patch – poprawka lub uaktualnienie do programu, przeznaczona do usunięcia pewnych problemów, błędów

[4] Malware – różnego rodzaju szkodliwe oprogramowanie próbujące zainfekować komputer lub urządzenie mobilne

→

- Zarządzanie systemami bezpieczeństwa teleinformatycznego wspierającymi działalność SOC PSE.
- Współpraca z Narodowym Centrum Cyberbezpieczeństwa (NCCyber) oraz innymi instytucjami krajowymi i międzynarodowymi w zakresie budowania odporności sektora elektroenergetycznego na zagrożenia płynące z cyberprzestrzeni.

Realizacja tych zadań jest wynikiem identyfikacji potrzeb organizacji, zapewnienia dostępu do usług mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa, odporności systemów na bieżące i zmieniające się zagrożenia modułowe i hybrydowe oraz budowanie świadomości wśród użytkowników końcowych na temat potencjalnych zagrożeń.

Oprócz standardowej realizacji zadań CERT PSE, biorąc pod uwagę bieżące potrzeby dostępu do aktualnych informacji na temat podatności, zagrożeń czy też rozwiązań zabezpieczających systemy IT/OT, zdecydowano się na podjęcie działań zmierzających do nawiązania szerokiej współpracy z CERT-ami w Europie. Konsekwencją tej decyzji było przystąpienie do organizacji „Trused Introducer" [4] i rozpoczęcie procesu akredytacji, który zakończył się w czerwcu 2017 r. uzyskaniem statusu jednostki akredytowanej. Ponadto skierowano uwagę na wartość dodaną współpracy pozaeuropejskiej, gdzie wykształciły się tak profesjonalne ośrodki jak ICS CERT US [5] – będący centrum kompetencyjno-operacyjnym dla bezpieczeństwa rozwiązań przemysłowych w Stanach Zjednoczonych. Dodatkowym obszarem zainteresowania ze strony CERT-u PSE są stowarzyszenia i projekty, których celem jest promowanie współpracy zmierzającej do znacznego ograniczenia działalności cyberprzestępców oraz dzielenia się najlepszymi praktykami w obszarze bezpieczeństwa IT. Obecnie CERT PSE jest członkiem projektu założonego przez jednostkę EC3 Europolu pod nazwą „No More Ransom". European Cybercrime Centre – EC3, jednostka działająca w ramach Europolu, została powołana w 2013 r. w celu zacieśnienia współpracy między europejskimi organami ścigania w walce z zagrożeniami w cyberprzestrzeni: tj. wyłudzeniami przez zorganizowane grupy przestępcze, pedofilią oraz atakami na infrastrukturę krytyczną i systemy informatyczne. Ponadto CERT PSE podjął działania mające na celu przystąpienie do organizacji FIRST, zrzeszającej zespoły bezpieczeństwa na całym świecie. Obecnie jako członek tego stowarzyszenia zespół może wykorzystywać system wymiany informacji o zagrożeniach i podatnościach, jak również brać udział w grupach roboczych zajmujących się wieloma aspektami cyberbezpieczeństwa. Kolejnym ważnym elementem zwiększającym możliwości współpracy, pozyskiwania i dzielenia się informacjami jest przystąpienie do organizacji międzynarodowej APWG[5] – wspierającej zwalczanie cyberprzestępczości, w tym „phishingu", jako jednego z poważniejszych zagrożeń pochodzących z Internetu.

Warto w tym miejscu przywołać Dyrektywę NIS [6] – w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii, która zakłada budowę systemowego rozwiązania dla CERT-ów poprzez określenie ich kompetencji i podział m.in. na CERT-y krajowe, sektorowe, o czym mowa w artykule 9 przywołanego dokumentu. Oprócz formalnych podstaw, które dzięki tej dyrektywie zostały wyznaczone, na poziomie krajowym może dojść do właściwego umiejscowienia kompetencji w zakresie reprezentowania poszczególnych sektorów w gospodarce, co jednocześnie może wpłynąć na „uproszczenie" kanałów przekazywania informacji, a przez to uzyskanie większej sprawności w zakresie jej wymiany. Biorąc pod uwagę te regulacje oraz doświadczenia innych krajów w budowie sprawnego i funkcjonalnego systemu obiegu informacji oraz budowy jednolitego podejścia do cyberbezpieczeństwa w CERT PSE, podjęto decyzję o nawiązaniu współpracy dot. wymiany informacji oraz budowy wzajemnego systemu wymiany dobrych praktyk. Do tej współpracy zaproszono obecnie KraftCERT – energetyczny CERT sektorowy z Norwegii, z którym podpisano umowę o współpracy, jak również nawiązano kontakt z CERT-em austriackim, który również obejmuje swoimi kompetencjami sektor energetyczny. Nie bez znaczenia jest również współpraca z centrami zapewniającymi wymianę informacji oraz ich analizę. Tego typu współpraca w przypadku CERT PSE jest ukierunkowana na dostęp do bieżących informacji o rozwiązaniach, jakie stosują producenci oprogramowania czy też sprzętu, który jest wykorzystywany w środowisku produkcyjnym. Jest to również dostęp do bieżących informacji z wysoko wyspecjalizowanego obszaru, jakim jest automatyka przemysłowa, a jej bezpośrednie wykorzystanie odbywa się poprzez dystrybucję wiedzy do właściwych jednostek w organizacji odpowiadających za bezpieczeństwa tego obszaru.

Bardzo ważnym elementem funkcjonowania każdego CERT-u, zwłaszcza umiejscowionego w jednorodnej organizacji, jest stworzenie odpowiedniego programu i prowadzenie systematycznych szkoleń, zapewniających odpowiedni poziom kompetencji wśród wszystkich pracowników. Z doświadczenia CERT-u PSE wynika, że tego typu działanie jest niezbędne, aby każdy z pracowników był wyposażony w specjalistyczną wiedzę z zakresu specyfiki wykonywanych przez niego zadań. Dlatego prowadzone są systematyczne szkolenia, treningi, symulacje dla różnych grup użytkowników, co ma bezpośrednie przełożenie na wzrost poziomu bezpieczeństwa całej organizacji. Oprócz standardowych szkoleń, w których każdy z pracowników obowiązkowo musi uczestniczyć, wdrożono system szkoleń/spotkań informacyjnych, których zadaniem jest dostarczenie wiedzy o aktualnych zagrożeniach oraz o tym, jak się przed nimi ustrzec. Podczas tych szkoleń zadbano również o dostarczenie informacji np. o bezpiecznym sposobie korzystania z sieci bezprzewodowych podczas wakacji, gdy jest się z dala od organizacji. Poprzez uświadomienie pracownikom czyhających na nich zagrożeń w sieci oraz edukowanie ich w kwestii zasad bezpieczeństwa przechowywania swoich prywatnych danych CERT zmniejsza również ryzyko ataku na organizację poprzez zainfekowanie złośliwym oprogramowaniem urządzenia pracownika.

3. Wykorzystanie standardów w działalności CERT-u

Na realizację zadań nałożonych na CERT wynikających z dobrych praktyk, zaleceń czy też wewnętrznych regulacji

[5] APWG to stowarzyszenie powołane w 2003 w celu ujednolicenia reakcji na przestępstwa w cyberprzestrzeni. Skupia ponad 2000 członków – instytucje finansowe, dostawców usług internetowych

składa się wiele elementów. Najważniejszym z nich jest odpowiednia kadra, później dostępne narzędzia do pracy, systemy wspierające m.in. obsługę incydentów i reagowanie na bieżące zgłoszenia oraz dostęp do szeroko rozumianej informacji, w tym zaufanych kanałów współpracy. Nie bez znaczenia jest umiejscowienie CERT-u w organizacji w taki sposób, aby była jednostką ze wszech miar niezależną od innych jednostek wewnętrznych, przez co może swobodnie realizować swoje zadania i egzekwować realizację wymagań związanych z bezpieczeństwem teleinformatycznym. Kolejnym elementem jest odpowiedni system szkolenia dla zespołu CERT, który musi na bieżąco monitorować najnowsze „trendy" na rynku cyberzagrożeń. Ponadto udział w konferencjach i spotkaniach jest dodatkowym elementem podnoszącym kompetencje i wiedzę samego zespołu, ale równocześnie jest idealnym miejscem do tworzenia tzw. networkingu systemu nieformalnych kontaktów, które zawsze są wartością dodaną do bardzo wymagającej i skomplikowanej pracy, jaką ma przed sobą każdy zespół CERT.

Wszystkie elementy, składające się na organizację pracy oraz realizację usług, do jakich CERT jest zobligowany, można odnaleźć w wytycznych czy też zaleceniach do wdrożenia w takim zespole. Jednym z takich dokumentów na poziomie europejskim jest publikacja organizacji ENISA – „Etapowe podejście do założenia zespołu CERT" [7]. W tym dokumencie opisano plany oraz wytyczne do zainicjowania takiego zespołu, jakim jest CERT/CSIRT, oraz wyznaczenia obszarów jego funkcjonowania w organizacji. Znajdziemy w nim również informacje od momentu powzięcia planu o ustanowieniu takiej komórki zarządzającej incydentami bezpieczeństwa do wdrożenia jej w operacyjne funkcjonowanie w organizacji. Oprócz ustanowienia samego CERT-u należy również zadbać o możliwość realizacji zadań, poprzez np. opracowanie stosownych procedur, np. na wypadek incydentu, a także jak zorganizować realizację poszczególnych zadań, kto i za co jest odpowiedzialny, jaki jest cel, który chcemy osiągnąć. Powyższe założenia możemy zaplanować w oparciu o najlepsze praktyki, jakie są dostarczane przez komitet ISO/IEC normy. Jedna z nich, dotycząca zarządzania incydentami ISO/IEC – 27035 – „Zarządzanie incydentami w systemach teleinformatycznych" [8], pozwala na sprawne opracowanie planów działania na taką ewentualność.

W budowie CERT PSE z uwagi na szczególne uwarunkowania operacyjne wykorzystuje się dodatkowo wiedzę z obszarów bezpieczeństwa automatyki przemysłowej, która jest dostarczana przez m.in. NIST (National Institute of Standards and Technology) [9] oraz ICS CERT US. W takim środowisku, gdzie istnieje styk systemów IT z OT (automatyki przemysłowej) oraz mając na uwadze takie zdarzenia jak na Ukrainie w 2015 i 2016 roku, szczególnie należy zwracać uwagę na bieżące trendy w zabezpieczeniach i zagrożeniach. Dlatego bazowanie i wykorzystanie takiej wiedzy, jakiej dostarczają obie instytucje, jest praktycznie obligatoryjne. Nie bez znaczenia dla całego systemu prac CERT-u są bieżące informacje na temat bezpieczeństwa, organizacji, rozwoju systemów zabezpieczających, pojawiających się nowych rozwiązanych IT oraz systemów wspierających pracę CERT-u, która z dnia na dzień staje się coraz bardziej złożona i wymaga elastycznego podejścia w nadawaniu odpowiednich priorytetów do realizacji.

4. CERT sektorowy na bazie CERT-u PSE

Dotychczasowe doświadczenia ze współpracy CERT-u PSE z innymi zespołami bezpieczeństwa oraz organizacjami wspierającymi te zespoły potwierdzają, że kluczowym elementem jest współpraca w zakresie wymiany informacji. To ten element ma kolosalne znaczenie przy tworzeniu aktualnej linii cyberobrony w organizacji, podejmowaniu działań wyprzedzających cyberataki, w tym m.in. właściwego informowania użytkowników, co przekłada się na bezpośrednie wzmocnienie ochrony w organizacji. Takie podejście do zagadnienia potwierdzają inne zespoły funkcjonujące w sektorze energetycznym, dlatego też CERT PSE podjął działania zmierzające do nawiązania współpracy ze wszystkimi zespołami w sektorze energetycznym, co ma się przełożyć na wzrost cyberbezpieczeństwa dla wszystkich uczestników współpracy. Głównym elementem zawieranych porozumień jest szeroko pojęta wymiana informacji o zagrożeniach, podatnościach czy też atakach. Wcześniej pozyskane informacje, jak wspomniano, można wykorzystać do ochrony własnej infrastruktury – atak na jedną organizację jest w tym wypadku wykorzystany do ochrony innej organizacji. Do partnerów CERT PSE należą obecnie dwa zespoły reagowania: CERT ENERGA oraz CERT ENEA. Obecnie trwają ostatnie fazy przygotowania i akceptacji porozumienia z dalszymi organizacjami, tj. Tauronem oraz PGE. Zakończenie tego procesu, który wieńczy podpisanie umów o współpracy, będzie jednocześnie formalnym początkiem prac nad utworzeniem E-CERT-u – sektorowego CERT-u energetycznego. Takie decyzje zapadały już po stronie PSE, gdzie element utworzenia CERT-u sektorowego został wpisany w strategię spółki, ale również jest to kwestia zawarta w podpisanych umowach o współpracy. Decyzja o powołaniu CERT-u sektorowego jest elementem właściwego wyboru strategii zarządzania cyberbezpieczeństwem w sektorze, gdzie jednostka taka zazwyczaj pełni rolę koordynatora w wymianie informacji w kontaktach z innymi CERT-ami czy też CERT-em/CERT-ami na poziomie kraju. W naszym przypadku taka współpraca odbywałaby się pomiędzy E-CERT-em a CERT.PL, CERT.GOV.PL czy też NCCyber. Ponadto zespół sektorowy odpowiedzialny byłby za koordynację współpracy na poziomie międzynarodowym w tych obszarach, które wymagają jednego punktu kontaktowego w sektorze poszczególnych krajów.

Obecne doświadczenie CERT-u PSE w zakresie współpracy międzynarodowej byłoby wykorzystane do bezpośredniego wsparcia takiego systemu komunikacji i wymiany informacji. Ponadto taki kształt systemu współpracy stanowi odpowiedź na wymogi UE w zakresie podnoszenia poziomu bezpieczeństwa w cyberprzestrzeni, co znalazło swoje odzwierciedlenie w Dyrektywie NIS, przywoływanej już w niniejszym artykule. Na podkreślenie zasługuje fakt, iż w zespole CERT PSE trwają obecnie prace nad koncepcją budowy i funkcjonowania takiego zespołu, którego oficjalne powstanie być może zbiegnie się z datą wejścia w życie Dyrektywy NIS.

Podsumowanie

Powołanie tak ważnej dla bezpieczeństwa teleinformatycznego organizacji, jaką jest CERT, wymaga dogłębnej analizy →

bieżących potrzeb, stanu zagrożenia i ryzyka dla organizacji, a także możliwości utrzymania skuteczności działania takiej struktury. Nie bez znaczenia jest ogólne poparcie zarządu i kierownictwa organizacji dla takiego rozwiązania, gdyż wiąże się to z wieloma zmianami na poziomie podejścia organizacji do zarządzania bezpieczeństwem i incydentami. Wszystkie obszary powiązane z taką jednostką muszą być poddane przeglądowi/audytowi. Należy ustanowić procedury, politykę bezpieczeństwa i wtedy dopiero CERT jest w stanie podjąć realną i skuteczną działalność. Bardzo ważną kwestią, jak już wspomniano, jest umiejscowienie CERT-u w strukturze organizacji. Pozwala to na realne wpływanie na bezpieczeństwo, ciągłe jego podnoszenie do poziomu określonego polityką organizacji, a także sprawne działanie w przypadku wystąpienia incydentu. Pamiętać należy o odpowiednim doborze osób do zespołu, który powinni tworzyć eksperci w dziedzinie bezpieczeństwa z uwzględnieniem wielu obszarów specjalizacji, np. informatyka śledcza, inżynieria wsteczna czy też bezpieczeństwo automatyki przemysłowej. Zespół ten powinien uczestniczyć w bieżącej wymianie informacji nie tylko wewnątrz organizacji, ale poprzez udział w wielu stowarzyszeniach, dedykowanych właśnie CERT-om, zapewnić sobie dostęp do aktualnej wiedzy oraz dzielić się własnymi doświadczeniami z innymi organizacjami CERT w kraju czy za granicą, co przyczyni się do podniesienia kompetencji zespołu. Nie bez znaczenia jest tutaj powołanie i funkcjonowanie CERT-u sektorowego, który taką współpracę może koordynować i ułatwiać innym zespołom. Skuteczne zarządzanie informacją oraz jej ocena, walidacja są elementami skutecznej strategii budowy właściwego podejścia do cyberbezpieczeństwa każdej organizacji. Rozwiązanie takie wpływa pozytywnie na wspólne bezpieczeństwo w przestrzeni okołoorganizacyjnej. Jeżeli dodatkowo zespół bezpieczeństwa wykorzystuje wysokie standardy i normy oraz dobre praktyki do budowy odpornego na zagrożenia środowiska, to świadczy to o usystematyzowanym podejściu, wykorzystywaniu najlepszych znanych praktyk, co bezpośrednio wpływa na skuteczność i efektywność realizacji zadań przez zespół reagowania na incydenty komputerowe.

Takie podejście właśnie wykorzystuje CERT PSE, który ze względu na swoje umiejscowienie organizacyjne i sektorowe ma szczególną rolę w tworzeniu systemu bezpieczeństwa oraz podejmowaniu działań na wypadek wystąpienia incydentów.

Piśmiennictwo

[1] A. Keeve, ***ESET discovers dangerous malware designed to disrupt industrial control systems,*** (w:) www.eset.com, data dostępu: 26.07.2017 r.

[2] https://exatel.pl/cyberbezpieczenstwo/security-operations-center/

[3] http://cert.pse-online.pl/cert-4/

[4] https://www.trusted-introducer.org/

[5] https://ics-cert.us-cert.gov/About-Industrial-Control-Systems-Cyber-Emergency-Response-Team

[6] http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52013AE1414

[7] https://www.enisa.europa.eu/publications/csirt-setting-up-guide-in-polish

[8] https://www.iso.org/standard/60803.html

[9] https://www.nist.gov/

CERT PSE and E-CERT as a part of energy sector cyber security pilar

The analysis of the current situation in the area of development of cyber threats and cyber attack systems suggest that each organisation is a potential target for the attacking cyber criminals or professionals, often supported by foreign governments. We indirectly or directly depend on the management and monitoring systems based on IT solutions. The situation is similar in PSE SA which, due to the special place in provision of the energy safety of Poland, treat the problem of cyber security as a priority. Therefore, it is necessary to assign particular meaning to the proactive actions and protective actions.

Especially now, when the development of the equipment for monitoring, management of industrial systems is based e.g. on the exchange of information/data via all kinds of devices, e.g. IIoT (Industrial Internet of Things)[1] which are connected to the Internet, cyber threats and cyber security takes on a different meaning, not that applicable to industrial areas.

The tasks related to the prevention of cyber threats and incident management in organisations around the world are carried out by specialized IT security cells — the so-called CERT/CSIRT (Computer Emergency Response Team/Computer Security Incident Response Team). Their role is not only to respond to the incidents, but also to prevent and conduct actions among users raising awareness about current cyber threats and the methods of protection against them. These teams are also responsible for establishing broad cooperation in the area of IT security with other CERTs in similar organisations, because only the fast exchange of information is a prerequisite for adequate and appropriate response to the threat.

Taking into account the development of the situation in the surrounding space in PSE, it was decided to set up a CERT team whose tasks are focused on ensuring the proper and effective response to IT incidents. At the same time, due to the real threats to IT systems and their dependent critical infrastructure, steps have been taken to strengthen the cooperation in the energy sector. This initiative aims at creating a dedicated team for the entire energy sector i.e. E-CERT, based on CERT of PSE. ■

[1] IIoT — the Industrial Internet of Things, the concept where the uniquely identified objects in the industrial systems may directly or indirectly collect, process or exchange data via a computer network, the Internet or the so-called "Industrial Internet".

Polskie Sieci Elektroenergetyczne

ELEKTROENERGETYKA

współczesność i rozwój

RADA PROGRAMOWA

Eryk Kłossowski – prezes zarządu PSE SA

Tomasz Sikorski – wiceprezes zarządu PSE SA

prof. Leszek Jesień – dyrektor Departamentu Współpracy Międzynarodowej

Jerzy Dudzik – dyrektor Departamentu Zarządzania Systemem

Włodzimierz Mucha – dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu

Bronisław Nowiński – dyrektor Departamentu Przesyłu

Adam Oleksy – dyrektor Departamentu Eksploatacji

Konrad Purchała – zastępca dyrektora Departamentu Współpracy Międzynarodowej