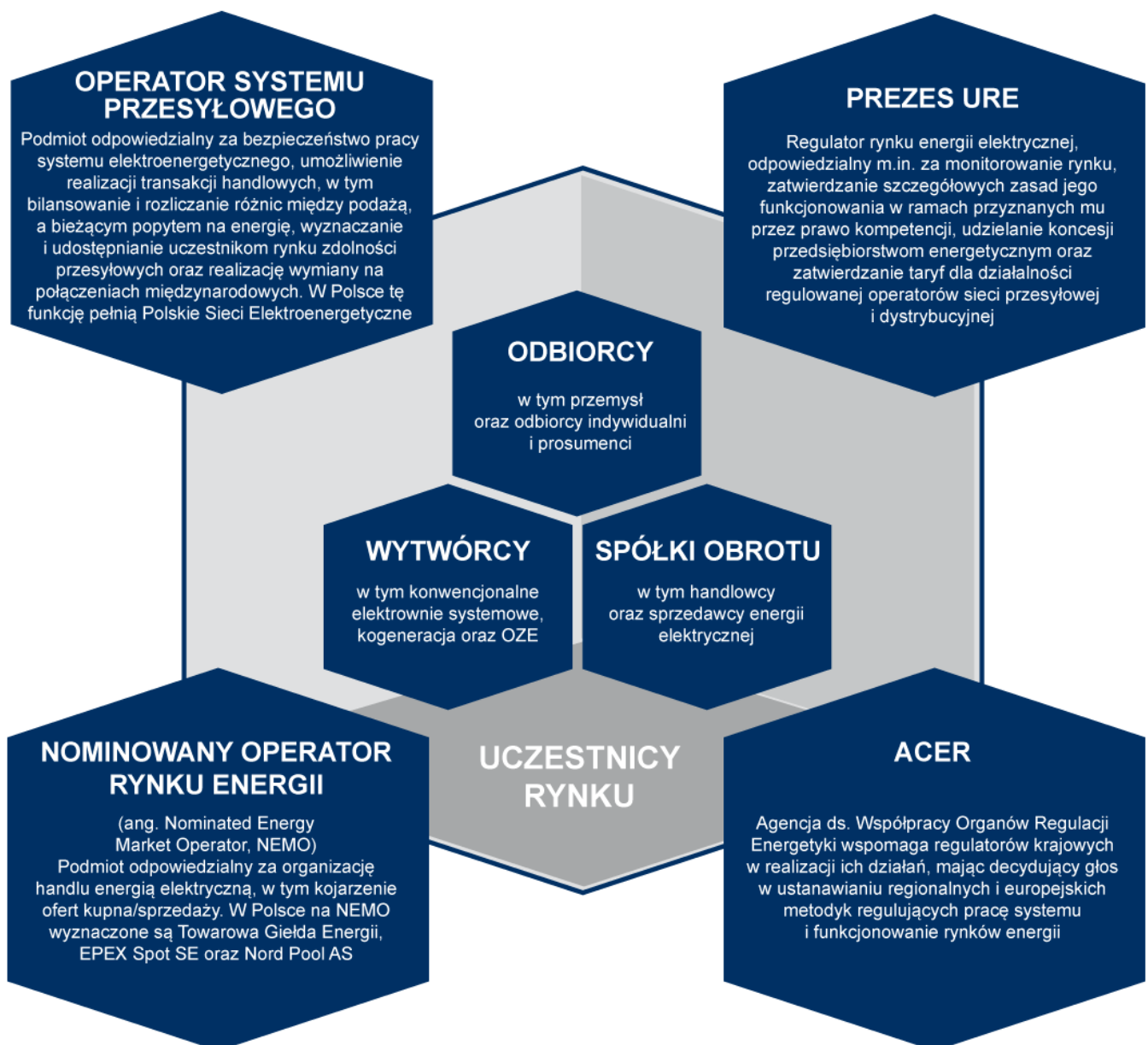


WYMIANA TRANSGRANICZNA ENERGII ELEKTRYCZNEJ - NAJWAŻNIEJSZE UWARUNKOWANIA

POLSKIE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE S.A. – 7 WRZEŚNIA 2020

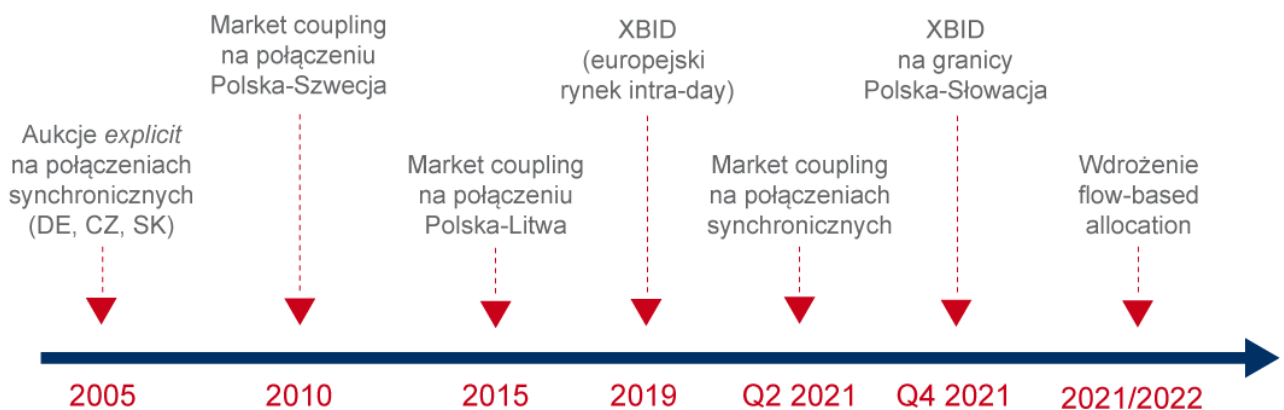
■ EUROPEJSKI RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) jest integralną częścią rynku wewnętrznego Unii Europejskiej, na którym panuje swoboda obrotu towarami, w tym energią elektryczną. Wspólnotowy zintegrowany rynek energii elektrycznej jest priorytetem polityki energetycznej Unii Europejskiej, a transgraniczne zdolności przesyłowe w kierunku eksportu oraz importu są fundamentem jego funkcjonowania.



Rys. 1. Podmioty na rynku energii elektrycznej

W świetle prawodawstwa krajowego oraz wspólnotowego UE, liberalizacja obrotu energią elektryczną i zniesienie barier dla wymiany transgranicznej nastąpiły już kilkanaście lat temu. Obecnie kraje członkowskie UE realizują proces harmonizacji wspólnotowego rynku energii elektrycznej, integrując poszczególne segmenty rynków krajowych. Mechanizm łączenia rynków, tzw. *market coupling*, jest dziś podstawowym narzędziem alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i kształtowania cen energii elektrycznej w każdym kraju UE, w tym Polsce. Mechanizm ten polega na tym, że o kierunkach i wolumenach wymiany handlowej energii elektrycznej decydują wyłącznie relacje cenowe. Połączenia stałoprądowe SwePol i LitPol funkcjonują w ten sposób już od lat, odpowiednio od 2010 r. i 2015 r. W kwietniu 2021 r., po zakończeniu projektu Interim-NTC Market Coupling, mechanizm ten obejmie także połączenia synchroniczne KSE, tzn. z Niemcami, Czechami i Słowacją. Tym samym Polska zostanie w pełni zintegrowana w ramach europejskiego mechanizmu łączenia rynków dnia następnego. Z kolei pełna integracja w ramach europejskiego mechanizmu łączenia rynków dnia bieżącego XBID nastąpi po włączeniu w ten mechanizm połączenia ze Słowacją – pozostałe granice z krajami UE już funkcjonują w ramach XBID. Trwają też zaawansowane prace nad wdrożeniem regionalnego mechanizmu skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych tzw. *flow-based allocation* (FBA), umożliwiającego istotną poprawę przejrzystości i efektywności tego procesu. Prace nad FBA są realizowane w ramach tzw. regionu CORE - regionalnej inicjatywy 15 operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowo-Zachodniej i Środkowo-Wschodniej. Wdrożenie mechanizmu FBA jest planowane na przełom 2021 i 2022 roku. Po wdrożeniu FBA, zdolności przesyłowe będą wyznaczone przez tzw. Regionalne Centra Koordynacyjne (ang. *Regional Coordination Centers, RCC*).



Rys. 2. Harmonogram wdrażania mechanizmów rynkowych na połączeniach KSE



Rynek Dnia Następnego:

Polska-Szwecja: Market Coupling
 Polska-Litwa: Market Coupling
 Profil DE-CZ-SK: aukcje *explicit* (market coupling Q2 2021)

Rynek Dnia Bieżącego:

PL-DE I PL-CZ: handel ciągły XBID
 Polska-Szwecja: handel ciągły XBID
 Polska-Litwa: handel ciągły XBID
 PL-SK: aukcje *explicit*, XBID Q2 2021

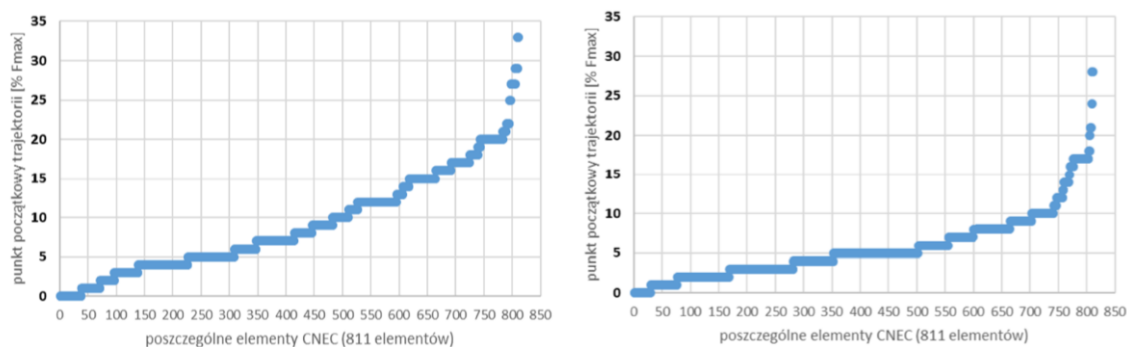
Rys. 3. Aktualne mechanizmy alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach KSE

W 2019 r. został uchwalony najnowszy pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej - „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” (*Clean Energy Package – CEP*). Wchodzące w jego skład Rozporządzenie (UE) 2019/943 określa obowiązki w zakresie udostępniania przepustowości połączeń transgranicznych. Zgodnie z jego zapisami, operatorzy systemów przesyłowych UE, w tym PSE, są zobowiązani do udostępniania zdolności połączeń transgranicznych w wielkościach maksymalnych ze względu na bezpieczne warunki pracy sieci. Ponadto, wprowadzony został wymóg udostępniania od 1 stycznia 2020 r. nie mniej niż 70 proc. technicznej przepustowości połączeń dla realizacji wymiany transgranicznej (tzw. wymóg CEP70). Kraje, które nie są w stanie wypełnić tego wymagania, mają prawo do jego czasowego odroczenia poprzez przygotowanie planu dostosowania warunków technicznych i rynkowych dla wypełnienia ww. wymagań (tzw. *action plan*, plan działania). Plany te są dostosowywane do uwarunkowań techniczno-rynkowych właściwych dla danego państwa członkowskiego zgodnie z zasadą „*build, split or pay*”, czyli rozbuduj infrastrukturę sieciową, podziel swój kraj na mniejsze obszary rynkowe lub zapłać za redispatching niezbędny dla zwiększania zdolności przesyłowych. Kraje wdrażające taki plan są zobowiązane, by do 31 grudnia 2025 r. osiągnąć wymagane wartości udostępnianych zdolności przesyłowych i do tego czasu muszą corocznie zwiększać dostępne zdolności zgodnie z liniową trajektorią. Niewypełnianie zobowiązań wynikających z planu może skutkować presją Komisji Europejskiej na podzielenie danego kraju na obszary rynkowe.



Rys. 4. Zasada „Build, Split or Pay”, czyli rozbuduj infrastrukturę sieciową, podziel swój kraj na mniejsze obszary rynkowe lub zapłać za redispatching.

Polska w 2020 roku nie byłaby gotowa do przyjęcia wolumenów energii z zagranicy odpowiadających 70 proc. zdolności połączeń transgranicznych, gdyż powodowałoby to przeciążanie się elementów sieci najwyższych napięć wewnątrz kraju. Plan działania przygotowany przez Polskę przewiduje rozbudowę wewnątrz krajowej infrastruktury sieciowej. Staraniem Ministerstwa Energii/Klimatu, Urzędu Regulacji Energetyki oraz PSE, Polska uzyskała prawo do stopniowego osiągnięcia celu w okresie od 2020 roku do końca 2025 roku, w tempie od średnio 20 proc. do 70 proc. Punkty początkowe trajektorii CEP70 dla poszczególnych elementów systemu przesyłowego mogących ulegać przeciążeniu (CNEC - „critical network element and contingency”) zostały pokazane na rysunku 5. Punktem końcowym, który musi być osiągnięty na dzień 31 grudnia 2025 r., jest 70 proc.



Rys. 5. Zestawienie punktów początkowych trajektorii CEP na 2020 rok dla poszczególnych elementów CNEC w kierunku zgodnym (lewa strona) oraz w kierunku przeciwnym (prawa strona).

■ WYZNACZANIE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWYCH – ZADANIE OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Zdolności przesyłowe są wyznaczone przez operatora systemu przesyłowego dla wszystkich horyzontów czasowych: rocznego, miesięcznego, dobowego oraz intra-day. Aktualne uwarunkowania pracy połączonych systemów przesyłowych, a także niedostateczna koordynacja tego procesu w Europie kontynentalnej, stanowią barierę dla udostępniania przez PSE zdolności przesyłowych w horyzoncie długoterminowym (sporadycznie możliwe jest jedynie udostępnianie zdolności eksportowych dla aukcji miesięcznych). PSE pracują wspólnie ze wszystkimi operatorami regionu CORE nad wypracowaniem skoordynowanej metodyki wyznaczania zdolności przesyłowych dla horyzontu miesięcznego i rocznego. Finalizacja tej metodyki, a następnie jej uprawomocnienie i wdrożenie, wymaga kontynuacji prac przez jeszcze co najmniej dwa-trzy lata.

Zdolności przesyłowe w trybie dnia następnego i bieżącego są wyznaczone przez PSE zgodnie z metodyką określoną w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej IRiESP oraz wymaganiami Rozporządzenia 1222/2015r (CACM) i najlepszymi praktykami europejskich operatorów. Proces ten jest realizowany przez PSE na podstawie informacji pochodzących z planowania operacyjnego, realizowanego na poziomie regionalnym przez operatorów Europy Środkowej i Wschodniej zrzeszonych w ramach inicjatywy TSO Security Coordination (TSC).

Wielkości udostępnianych zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego są wyliczane osobno dla każdej godziny horyzontu planowania, uwzględniając m.in. planowaną topologię i parametry techniczne europejskiej i krajowej sieci przesyłowej (oraz polskiej sieci koordynowanej 110 kV) oraz przewidywane warunki pracy połączonych systemów, w tym tranzyty energii przez KSE. Każda wyznaczona wartość godzinowa uwzględnia możliwości sieci elektroenergetycznej (techniczną zdolność przesyłu, także w warunkach awarii pojedynczych elementów) oraz zdolność do zbilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego przy zachowaniu wymaganego poziomu rezerw. Niepewności założeń odnośnie do przyszłych warunków pracy są uwzględniane w marginesie bezpieczeństwa przesyłu (ang. *Transmission Reliability Margin, TRM*).

Wyznaczone i udostępniane zdolności przesyłowe podlegają monitorowaniu przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) i europejskich regulatorów oraz są podstawowym wskaźnikiem oceny przez Komisję Europejską jakości mechanizmów rynkowych w poszczególnych krajach. Dyrekcja KE ds. Konkurencji (DG COMP) w ostatnich latach prowadziła szereg postępowań przeciwko krajom członkowskim w sprawie podejrzenia o zaniżanie zdolności przesyłowych, w tym przeciwko Polsce. Dysponuje zatem aparatem analitycznym i wiedzą pozwalającą na identyfikowanie przypadków zaniżania zdolności przesyłowych. W trybie bieżącego monitorowania tego procesu operatorzy przedstawiają ACER szczegółowe dane dotyczące udostępnianych zdolności oraz elementów sieciowych je ograniczających.

PSE nie są uprawnione do arbitralnego wyznaczania zdolności przesyłowych na podstawie innych czynników niż techniczne o obiektywnym charakterze. Jakakolwiek próba ograniczania zdolności przesyłowych w kierunku importu lub eksportu, niewynikająca z obiektywnych przyczyn technicznych, stoi w sprzeczności z prawem UE. Wszystkie procesy rynkowe zachodzące na rynkach day-ahead oraz intra-day są weryfikowane analizami bezpieczeństwa wykonywanymi przy udziale spółek powołanych przez europejskich operatorów, tzw. Regional Security Coordinator RSC (PSE są współwłaścicielem jednej z nich, tzn. TSCNET). Przygotowując tzw. Two-Day Ahead Congestion Forecast (2DACF, prognoza przeciążeń sieci realizowana na dwa dni przed procesami rynkowymi) należy uwzględniać wyniki tych procesów. Marginesy

bezpieczeństwa przesyłu uwzględniane podczas wyznaczania zdolności przesyłowych dla uczestników rynku nie mogą być zatem wyznaczane w oderwaniu od prognozowanych warunków pracy i odbiegać od wyników wzmiankowanych prognoz.

Zgodnie z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, rynek energii jest częścią rynku wewnętrznego. Ma więc do niego zastosowanie traktatowa zasada swobody przepływu towarów – państwa członkowskie mogą ograniczać wymianę handlową wyłącznie w nadzwyczajnych sytuacjach. Ogólne zasady traktatowe zostały odzwierciedlone w prawie stanowionym przez Parlament Europejski i Radę w kolejnych tzw. pakietach energetycznych. Opisany powyżej pakiet CEP znacznie zaostrzył wymagania prawne przez wspomniany wymóg udostępniania 70 proc. zdolności dla wymiany transgranicznej.

Operatorom systemów przesyłowych grożą surowe sankcje za niespełnienie wymogów stawianych przez prawo. Jako przykłady spraw, w których KE wymusiła zmianę postępowania operatorów, można wskazać:

- sprawę rozwiązywania ograniczeń sieciowych w Szwecji poprzez przenoszenie ich na granice; sprawa skończyła się podziałem Szwecji na cztery obszary rynkowe;
- sprawę granicy duńsko-niemieckiej, gdzie niemiecki operator został oskarżony o zaniżanie zdolności przesyłowych w przypadku dużej generacji wiatrowej, a w konsekwencji uniemożliwienie importu z krajów skandynawskich; sprawa zakończyła się nałożeniem zobowiązania do udostępniania co najmniej zadanego poziomu transgranicznych zdolności przesyłowych bez względu na techniczne warunki pracy sieci i stosowania odpowiednich środków zaradczych (redispatchingu).

W przyszłości, po wdrożeniu skoordynowanych metodyk wyznaczania zdolności przesyłowych w horyzontach długoterminowych, dnia następnego oraz dnia bieżącego, proces ten będzie realizowany przez regionalnego koordynatora działającego w ramach danego regionu wyznaczania zdolności przesyłowych CCR (Capacity Calculation Region). Dla PSE w zakresie połączeń synchronicznych z Niemcami, Czechami i Słowacją wchodzących w skład CCR CORE, takim koordynatorem będzie spółka TSCNET oraz współpracująca z nią spółka CORESO. W zakresie połączeń asynchronicznych ze Szwecją i Litwą zdolności przesyłowe będą wyznaczane przez regionalnego koordynatora właściwego dla tych połączeń, tj. RSC Hansa i RSC Baltic.

■ WYKORZYSTANIE PRZYCHODÓW Z ALOKACJI

Zdolności przesyłowe są przez PSE udostępniane na zasadach rynkowych w procesie aukcji *explicit* (połączenia synchroniczne) lub *implicit* (*market coupling*, połączenia stałoprądowe). Wartość zdolności przesyłowych pozyskiwanych przez uczestników rynku odpowiada więc różnicy cen energii elektrycznej na sąsiadujących rynkach: w przypadku aukcji *explicit* wartość zdolności osiąga *przewidywaną* wartość różnicy cen, w przypadku *market coupling* wartość zdolności *dokładnie* odpowiada różnicy cen pomiędzy obszarami rynkowymi.

W procesie alokacji zdolności przesyłowych powstaje tzw. *congestion rent*, czyli przychód z alokacji, który jest rozdzielany pomiędzy OSP. Przychody z alokacji na danej granicy/połączeniu są obecnie najczęściej dzielone po 50 proc. pomiędzy sąsiadujących OSP. Sposób wykorzystania przychodów z alokacji jest precyzyjnie określony w regulacjach europejskich. Do 31 grudnia 2019 r. sposób wykorzystywania przychodów z alokacji określał art. 16.6 rozporządzenia 714/2009, od 1 stycznia 2020 r. obowiązuje

Rozporządzenie 2019/943, które reguluje tę kwestię w artykule 19. Wykorzystanie przez PSE przychodów z alokacji zdolności przesyłowych jest zgodne z powyższymi regulacjami. Podstawowo uzyskane przychody wykorzystywane są przez PSE na finansowanie inwestycji sieciowych, wykonywanych w celu utrzymania lub zwiększania zdolności połączeń wzajemnych. Powyższe realizowane jest poprzez zasilanie przychodami z alokacji tzw. Funduszu Celowego, ewidencjonowanego na dedykowanym koncie księgowym, a następnie środkami z funduszu finansowane są inwestycje sieciowe.

Taki sposób wykorzystania przychodów z alokacji przekłada się wprost na zmniejszenie kosztów przyjmowanych do kalkulacji taryf spółki i tym samym na niższe stawki opłat za świadczone usługi przesyłania.

Niezależnie od powyższego, część przychodów z alokacji może być, zgodnie z decyzją Prezesa URE, wykorzystywana do pokrycia kosztów działalności przesyłowej, na zasadach określonych w ww. regulacjach prawnych, w tym – jak to miało miejsce w latach 2019 i 2020 – kosztów zarządzania systemem, tzw. kosztów opłaty jakościowej.

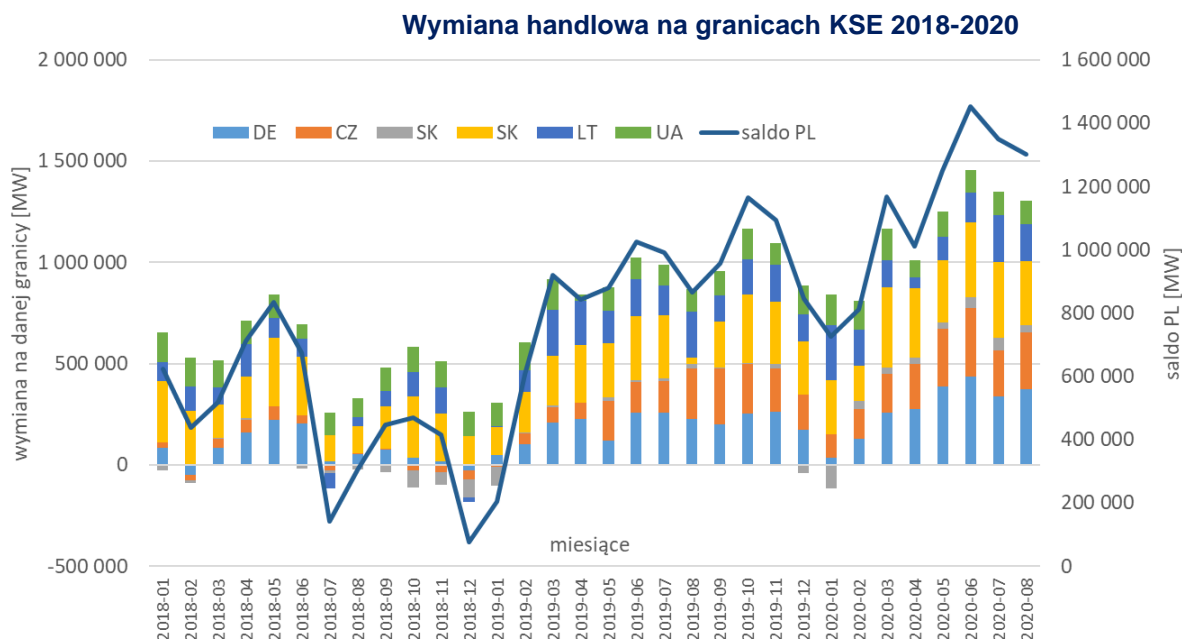
Przychody z alokacji połączeń wzajemnych nie są więc zyskiem PSE, który spółka może dowolnie wykorzystywać, ale przyczyniają się do obniżenia kosztów dostaw energii dla krajowych odbiorców poprzez zmniejszenie taryfy sieciowej OSP.

Sumaryczny *congestion rent* w Europie wyniósł w ubiegłym roku ok. 2,3 mld EUR. Przychód z alokacji uzyskany przez PSE wyniósł ok. 61,6 mln EUR.

■ TRANSGRANICZNA WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ – ELEMENT GRY RYNKOWEJ

Na rynku energii elektrycznej o kierunkach wymiany energii elektrycznej decydują preferencje uczestników rynku, wyrażane poprzez składane przez nich oferty cenowe w zakresie zakupu oraz sprzedaży energii elektrycznej. Rolą operatora jest dbanie o bezpieczeństwo pracy systemu podczas realizacji przepływów energii elektrycznej wynikających z transakcji handlowych uczestników rynku. Podstawowym narzędziem operatora jest rynek bilansujący, służący do bilansowania zasobów KSE w czasie rzeczywistym. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, operator ma prawo sięgnąć po działania interwencyjne, w tym po interwencyjną wymianę międzyoperatorską. **Operator systemu nie decyduje więc o imporcie lub eksporcie handlowym, nie zawiera transakcji na rachunek uczestników rynku, ani nie jest pośrednikiem w wymianie międzynarodowej. Rolą i obowiązkiem operatora jest wyłącznie wyznaczanie i udostępnianie zdolności przesyłowych**, które to z kolei są wykorzystywane przez podmioty działające na rynku. Wymiana handlowa obserwowana na granicach KSE jest agregatem transakcji zawieranych przez **indywidualnych uczestników rynku w ramach realizowanych przez nich strategii biznesowych**.

Historycznie Polska była eksporterem energii elektrycznej netto. Obecnie, przede wszystkim z uwagi na obciążenia związane z ceną uprawnień do emisji CO₂, Polska stała się importerem netto. W 2019 roku import handlowy netto sięgnął ok. 10,4 TWh. W pierwszej połowie 2020 roku wyniósł 6,4 TWh.

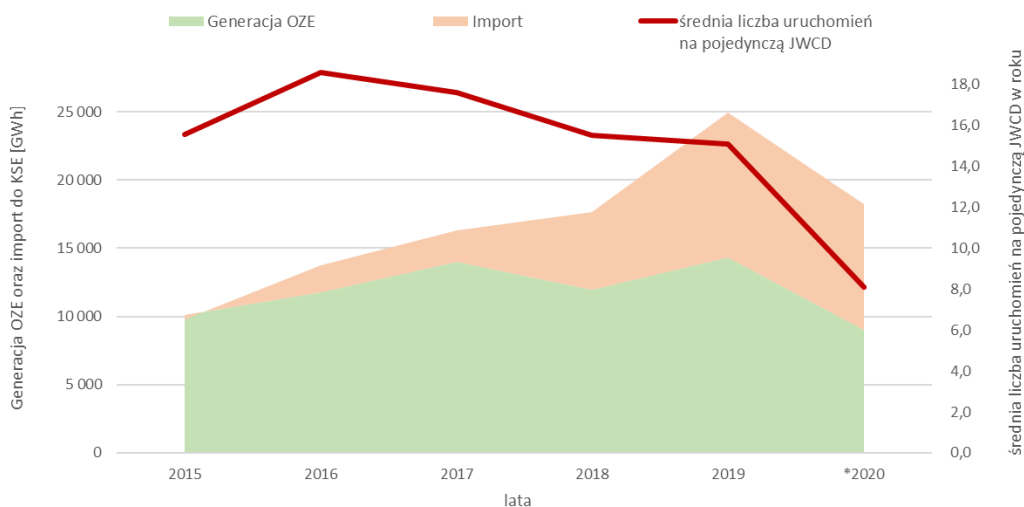


Rys. 6. Wymiana handlowa na granicach KSE, 2018-2020 (sumy miesięczne)

Wymiana handlowa realizowana przez krajowych uczestników rynku wpływa na pracę KSE, w szczególności na stopień wykorzystania krajowych mocy wytwórczych w źródłach konwencjonalnych. Handlowy import energii netto do Polski w 2020 roku może wynieść około 13 TWh. Dla porównania krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło w ubiegłym roku ok. 170 TWh, zaś w bieżącym roku będzie ono zapewne niższe z uwagi na COVID-19 (spadek zużycia w 2020 r. w stosunku do porównywalnego okresu w roku ubiegłym wynosi ok. 4,4 proc.). Import energii nie jest jednak jedynym istotnym czynnikiem wpływającym na pracę krajowych źródeł ciepłych. Nie można zapominać o dynamicznie rozwijającym się segmencie energetyki odnawialnej, w tym wiatrowej i fotowoltaicznej, która w ostatnich latach odpowiada za coraz większą część krajowej produkcji energii – ok. 14 TWh w 2019 roku oraz przewidywane ok. 17 TWh w 2020 roku. Energia wytworzona w tych jednostkach ma pierwszeństwo w dostępie do rynku oraz wprowadzeniu do sieci przed importem, jak również przed energią wytworzoną w źródłach konwencjonalnych. Planowany rozwój morskiej energetyki wiatrowej oraz dynamicznie rosnący segment PV będzie skutkował jeszcze wyższą podażą energii OZE na rynku krajowym. Bardzo istotne w tym kontekście jest zachowanie zdolności do zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE ze źródeł krajowych. To jest właśnie rolą rynku mocy, który wynagradza krajowe jednostki wytwórcze za zapewnienie niezbędnej podaży mocy, w szczególności w sytuacjach braku generacji ze źródeł odnawialnych oraz braku możliwości importu energii z zagranicy. Przykład Kalifornii – ostatnie problemy z zachowaniem ciągłości dostaw do odbiorców przez kalifornijskiego operatora CAISO – pokazuje, że sytuacje niedoborów mocy mogą pojawiać się jednocześnie w kilku sąsiadujących systemach i import okazuje się wtedy niemożliwy.

Ważnym środkiem w radzeniu sobie z tymi wyzwaniami jest elastyczność źródeł wytwórczych oraz elastyczność popytu. Zmieniające się warunki funkcjonowania sektora będą premiowały te podmioty, które najefektywniej będą potrafiły dostosować się do zmieniających się warunków rynkowych i pracy systemu. Rozwój generacji OZE nie przełożył się dotychczas na istotne zwiększenie liczby odstawień i uruchomień krajowych jednostek wytwórczych (Rys. 7), lecz wraz rosnącą penetracją źródeł zależnych od pogody potrzeby systemu w tym zakresie będą rosły. Rozwój segmentu elastyczności krajowego rynku energii elektrycznej będzie priorytetem dla Polski na najbliższe lata.

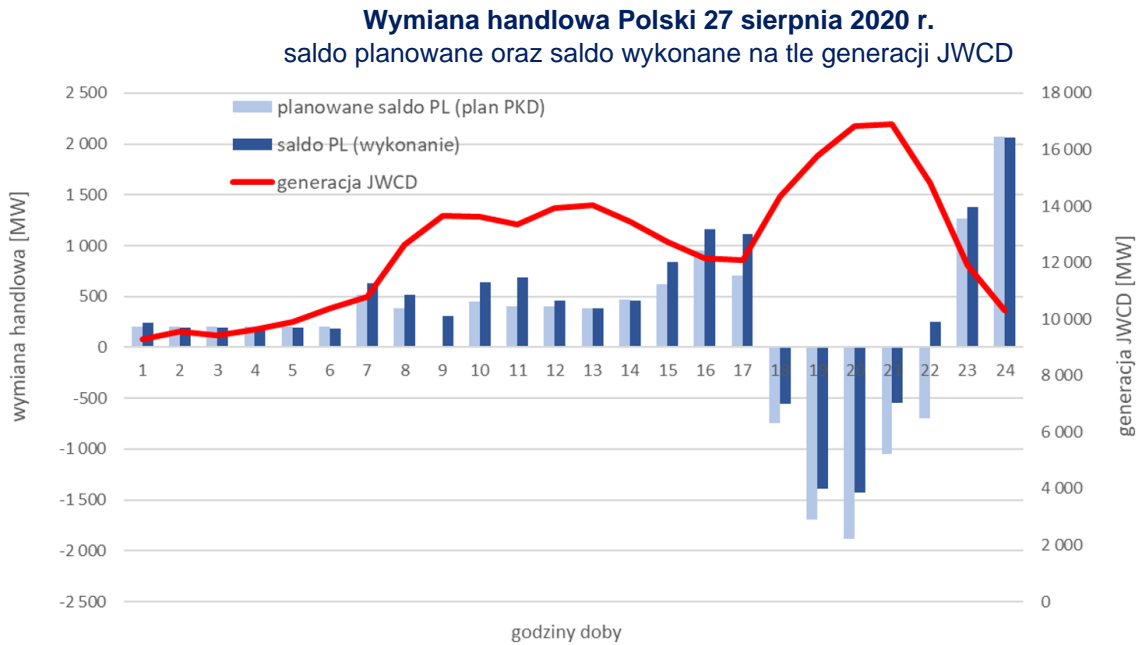
Uruchomienia JWCD w latach 2015-2020 na tle generacji OZE oraz importu elektrycznej do KSE



Rys. 7. Liczba uruchomień dla pojedynczej jednostki JWCD w latach 2015-2020 (* dane za rok 2020 dotyczą okresu 1.01 – 31.08)

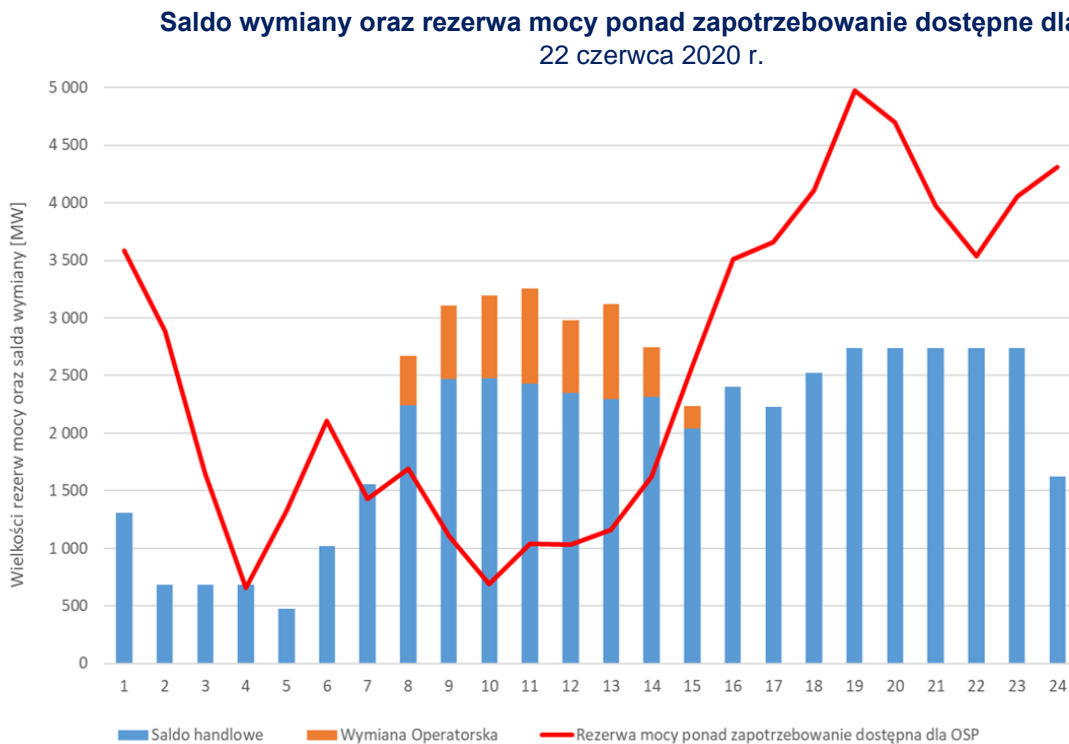
■ TRANSGRANICZNA WYMIANA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W BILANSIE KSE

Europejski rynek energii elektrycznej jest systemem naczyń połączonych, kreującym możliwości importu i eksportu stosownie do bieżącego bilansu energetycznego danego kraju. Mechanizmy rynkowe pozwalają w szczególności na sprzedaż nadwyżki energii przez krajowych uczestników rynku w przypadku wystąpienia jej niedoborów w krajach sąsiadujących, np. w okresach niższej generacji ze źródeł odnawialnych w Europie Środkowej. W takich sytuacjach wzrost cen na rynkach zagranicznych zwiększa konkurencyjność krajowych zasobów wytwórczych, a co za tym idzie ich wykorzystanie. Stabilna generacja z systemu polskiego może więc stanowić atut w postaci potencjału do okresowego eksportu nadwyżki energii. Przykładem może być np. 27 sierpnia 2020 r., kiedy to wysokie ceny energii elektrycznej na zachodzie i północy Europy stworzyły okazję do eksportu energii z krajowych jednostek. Eksport w godzinach wieczornych sięgnął niemal 2000 MW, po czym w godzinach nocnych został zastąpiony przez równie wysoki import.



Rys. 8. Wymiana handlowa energii elektrycznej w dniu 27 sierpnia 2020 r.

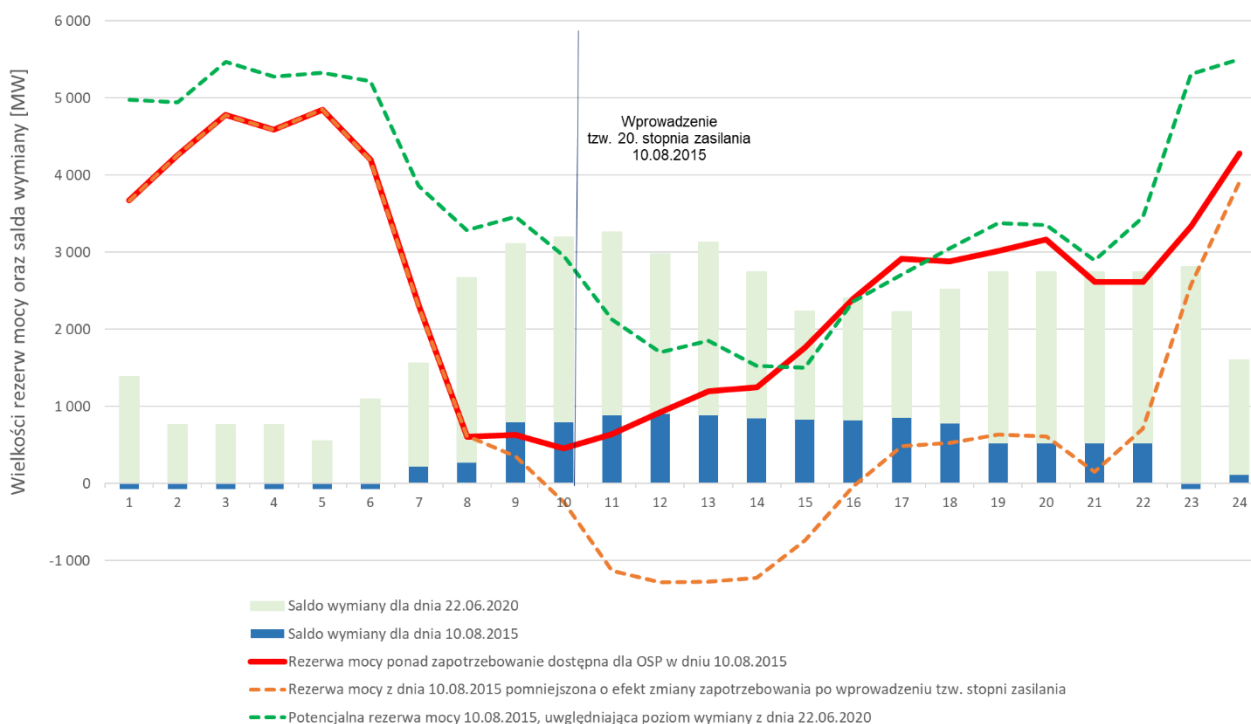
Innym przykładem roli wymiany transgranicznej jest sytuacja, która miała miejsce 22 czerwca 2020 r. Wystąpił wówczas historycznie największy ubytek mocy w KSE, zarówno pod względem jego wielkości, jak i dynamiki. Został uzupełniony między innymi dzięki importowi energii elektrycznej. Łączny planowy import (handlowy i interwencyjny operatorski) w tym dniu wyniósł maksymalnie 3258 MW (dane dla godz. 11).



Rys. 9. Wymiana energii elektrycznej w dniu 22 czerwca 2020 r.

Warto zestawić sytuację z 22 czerwca 2020 r. z innym podobnym dniem, charakteryzującym się dużymi nieplanowymi ubytkami mocy. W analogicznym przypadku, 10 sierpnia 2015 r., nie udało się uniknąć przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców i wprowadzenia tzw. stopni zasilania. Analizując dane z 10 sierpnia 2010 r., pokazane na Rys. 10., widać niski poziom rezerw mocy dostępny dla OSP oraz niski poziom wymiany transgranicznej. Poziom rezerw mocy spadłby jeszcze niżej osiągając nawet wielkości ujemne, gdyby nie wprowadzono ograniczeń w poborze energii elektrycznej. Jedynym źródłem energii spoza KSE był wówczas import na połączeniu SwePol wsparty pomocą awaryjną uzyskaną z Czech i Słowacji w łącznej maksymalnej wysokości 360 MW. Nie było wtedy możliwe zaimportowanie energii z Niemiec, ponieważ granica synchroniczna była przeciążona przez przepływy niegrafikowe (tj. przepływy kołowe „loopflows” oraz nieuzgodnione z PSE tranzyty) w wysokościach przekraczających dopuszczalną obciążalność elementów KSE, co wymagało uruchomienia przez PSE wielostronnego redispatchingu przy udziale operatorów z Austrii, Niemiec i Szwajcarii (Multilateral Remedial Action – MRA). Gdyby 10 sierpnia 2015 r. możliwe było skorzystanie z importu tak, jak to miało miejsce 22 czerwca 2020 r., najprawdopodobniej nie byłoby konieczności wprowadzania w kraju ograniczeń w poborze energii elektrycznej, gdyż poziom wymaganych rezerw mocy byłby wystarczający. Dziś możliwości wymiany transgranicznej są znacznie lepsze niż 5 lat temu, m.in. dzięki uruchomieniu połączenia LitPol, oraz instalacji przesuwników fazowych na połączeniu Polska-Niemcy i wprowadzeniu ograniczeń dla wymiany handlowej na granicy Niemcy-Austria zmniejszających nieplanowe tranzyty przez KSE. Pokazuje to, jak istotne jest posiadanie silnych połączeń transgranicznych oraz regionalna koordynacja ich pracy, co może wesprzeć bezpieczeństwo KSE w sytuacjach niedoborów mocy.

Symulacja 10 sierpnia 2015 r.
przy założeniu zwiększonych możliwości importu energii do KSE



Rys. 10. Analiza sytuacji w dniu 10 sierpnia 2015 r. w porównaniu do 22 czerwca 2020 r.

■ PODSUMOWANIE

Transgraniczne przepływy energii są naturalną cechą połączonych systemów elektroenergetycznych. Energia elektryczna wymieniana między tymi systemami jest towarem handlowym, a instytucje Unii Europejskiej w swych politykach i aktach prawa wspólnotowego wspierają wolny handel tą energią.

Wielkość zdolności przesyłowych jest pochodną możliwości technicznych krajowego systemu przesyłowego oraz możliwości przesyłowych systemów sąsiednich. Dodatkowym czynnikiem, który operator musi uwzględnić, są wymogi prawne w zakresie minimalnych wielkości zdolności, które operatorzy są zobowiązani udostępniać zgodnie z regulacjami UE.

Dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw niezwykle istotne jest utrzymanie odpowiedniej mocy zainstalowanej w jednostkach krajowych, ale również odpowiednio silnych połączeń transgranicznych, pozwalających na mitygację ryzyka oraz skutków zdarzeń losowych, takich jak jednoczesna niedyspozycyjność wielu jednostek wytwórczych.