

Rynkowe Kodeksy Sieci

na drodze do stworzenia paneuropejskiego
ryнку energii elektrycznej



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej

Spis treści

Wprowadzenie	3
Streszczenie zarządcze	4
1. Wstęp	7
2. Wytyczne FCA	11
3. Wytyczne CACM	22
4. Wytyczne EBGL i SOGL	39
Zakończenie	54
Słownik pojęć	56
Bibliografia	58

Autorzy:

Maciej Janowski - koordynator prac
Rafał Barchanowski - członek zespołu redakcyjnego
Paweł Bogacz - członek zespołu redakcyjnego
Stanisław Cichocki - członek zespołu redakcyjnego
Ilona Młynarczyk - członek zespołu redakcyjnego
Dominika Niewierska - członek zespołu redakcyjnego

Redakcja merytoryczna:

Michał Smyk

Oprawa graficzna:

Michał Laskowski

Autorzy raportu dziękują PSE S.A. za współpracę merytoryczną.

Wprowadzenie

Przekazujemy Państwu kolejny raport Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE). Celem publikacji jest zainicjowanie szerszej dyskusji oraz pogłębienie wiedzy sektora na temat bardzo ważnych dla funkcjonowania rynku energetycznego rozporządzeń unijnych tzw. Kodeksów Sieci.

W nieodległej przyszłości Kodeksy Sieci będą w dużej mierze decydować o kształcie rynku energii elektrycznej w Polsce, stanowią bowiem niezbędny etap harmonizacji systemów energetycznych Unii Europejskiej na drodze do stworzenia tzw. rynku paneuropejskiego.

Po kilkuletnim procesie przygotowań i konsultacji, w którym udział brały kluczowe podmioty z branży, takie jak ACER, ENTSO-E, a także przedstawiciele europejskiego sektora energetycznego, rozpoczyna się etap implementacji Kodeksów Sieci. W wielu przypadkach proces ten będzie wymagał dalszych, szerokich konsultacji oraz prowadzenia wspólnych projektów, zarówno na arenie krajowej, jak i europejskiej.

Mianem Kodeksów Sieci określa się zbiór ośmiu rozporządzeń Komisji Europejskiej, pośród których wyróżniamy Wytyczne i Kodeksy Sieci. Przedstawione rozporządzenia zostały podzielone na trzy obszary tj.: rynkowy, przyłączeniowy oraz operacyjny.

W naszej publikacji koncentrujemy się na Kodeksach Sieci obejmujących obszar rynkowy – są to tzw. kodeksy rynkowe w formie Wytycznych, które w największym stopniu wpłyną na funkcjonowanie rynku energii elektrycznej. Jednocześnie dają one jeszcze możliwość aktywnego udziału sektora w opracowaniu szczegółowych rozwiązań m.in. poprzez udział w konsultacjach metodyk przygotowanych przez operatorów systemów przesyłowych (OSP). Raport odpowiada również na pytanie, jak poszczególne kodeksy rynkowe wpłyną na sektor elektroenergetyczny w Europie i w Polsce oraz jakie zmiany niosą one ze sobą dla uczestników rynku. W celu lepszego zobrazowania poruszanej problematyki w raporcie opisany został obszar teoretyczny oraz praktyczny wraz z przykładami.

PKEE pozytywnie ocenia zachodzące zmiany związane z wdrożeniem jednolitego rynku energii i zwraca uwagę, że priorytetem w tym procesie powinno być przede wszystkim utrzymanie bezpieczeństwa dostaw energii oraz zwiększenie konkurencyjności.

Mamy nadzieję, że raport, który oddajemy na Państwa ręce przyczyni się do podniesienia jakości i intensyfikacji dyskusji o Kodeksach Sieci oraz wypracowania korzystnych mechanizmów dla rozwoju sektora energetycznego w Polsce.

Streszczenie zarządcze

Postępująca transformacja rynków energii w Europie wymaga odpowiednich narzędzi umożliwiających optymalizację i zwiększenie efektywności procesów rynkowych realizowanych przez podmioty na nim działające. Narzędziem prawnym jest stworzony zestaw zasad i reguł w postaci Kodeksów Sieci oraz Wytycznych, które w założeniu mają prowadzić do harmonizacji, integracji i efektywnie funkcjonującego paneuropejskiego rynku energii.

Niniejszy raport poświęcony jest Wytycznym dot. długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (FCA), alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na rynkach krótkoterminowych (CACM), bilansowania (EBGL) i bezpieczeństwa pracy systemu na rynku bilansującym (SOGL). Pełna implementacja Wytycznych ma pozwolić na wzrost konkurencyjności, transparentności i dobrobytu społecznego w oparciu o zachowanie zasad bezpieczeństwa pracy połączonego systemu elektroenergetycznego.

Wytyczne FCA, CACM oraz EBGL i SOGL nie przesądzają o docelowym modelu rynku w segmentach rynku długoterminowego, rynku dnia następnego (RDN), rynku dnia bieżącego (RDB) czy rynku bilansującego (RB) - ani na poziomie regionalnym, ani Unii Europejskiej. Natomiast, poprzez zdefiniowanie pewnych parametrów oraz procesów, tworzą ramy dla działań na rzecz osiągnięcia modelu docelowego.

Wytyczne FCA:

- Harmonizacja zasad długoterminowej alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych.
- Ustanowienie wspólnej platformy alokacji praw przesyłowych.
- Ujednolicenie obowiązujących przepisów w zakresie możliwości zwrotu i przenoszenia długoterminowych praw przesyłowych nabytych w procesie alokacji.

Wytyczne CACM:

- Harmonizacja zasad alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na RDN i RDB.
- Ujednolicenie zasad odnośnie zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.
- Wyznaczanie nominowanych operatorów rynku energii elektrycznej.
- Kontrola efektywności obszarów rynkowych.
- Zasady tworzenia wspólnego modelu sieci.
- Zasady wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych.
- Procesy jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego i następnego.

Wytyczne EBGL:

- Harmonizacja zakupu usług bilansujących na poziomie regionalnym lub europejskim.
- Wymiana mocy bilansującej i współdzielenia rezerw.
- Rezerwacja i wykorzystanie zdolności przesyłowych pomiędzy obszarami rynkowymi.
- Rozliczanie niezbilansowania.
- Integracja rynków bilansujących w Europie.

W raporcie zidentyfikowano wpływ Wytycznych na zmiany rynku energii elektrycznej w różnych segmentach rynku oraz określono największe wyzwania dla sektora w poszczególnych jego obszarach.

1. Obszar rynku długoterminowego

- Wdrożenie jednolitych i spójnych zasad w obszarze wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych.
- Wyznaczanie zdolności przesyłowych na poziomie regionalnym.
- Stworzenie wspólnej platformy alokacji zdolności przesyłowych.
- Stosowanie jednolitych metod wyznaczania zdolności przesyłowych: w oparciu o metodykę zdolności przesyłowych netto (NTC), a docelowo wraz z postępującą integracją rynku – Flow-Based Market Coupling (FBMC).
- Stopniowe odejście od fizycznych praw przesyłowych (PTR) w kierunku finansowych praw przesyłowych (FTR).
- Integracja rynków prowadząca do wzrostu konkurencyjności, transparentności i dobrobytu społecznego.

2. Obszar RDN i RDB

- Wdrożenie nowej architektury RDN i RDB w zakresie wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych.
- Harmonizacja zasad alokacji mocy przesyłowych.
- Docelowe ustanowienie FBMC pomiędzy wszystkimi obszarami rynkowymi.
- Cykliczna weryfikacja i rekonfiguracja obszarów rynkowych w oparciu o analizę scenariuszową uwzględniającą bezpieczeństwo pracy systemu.
- Wdrożenie spójnych zasad w zakresie minimalnych i maksymalnych progów cenowych.
- Funkcjonowanie nominowanych operatorów rynku energii (NEMO).
- Rozwój konkurencji w segmencie giełdowym na RDN i RDB.
- Wzrost płynności na rynkach energii elektrycznej oraz dobrobytu społecznego.

3. Obszar rynku bilansującego

- Stworzenie jednolitego, europejskiego katalogu usług bilansujących, a w konsekwencji jednolitego rynku handlowego i technicznego służącego do zakupu i rozliczeń produktów bilansujących.
- Harmonizacja typów rezerw, strategii aktywacji energii bilansującej w czasie rzeczywistym czy określenia wielkości rezerw.
- Stworzenie katalogu produktów standardowych w celu harmonizacji rynków bilansujących.
- W okresie przejściowym stworzenie listy usług specyficznych, która ma pozwolić operatorom systemów przesyłowych (OSP) na dostosowanie swoich usług do listy produktów standardowych.
- Opracowanie wspólnego modelu nabywania i dzielenia rezerw oraz stworzenie wspólnych (europejskich) platform obrotu energii z rezerw.
- Obniżenie kosztów bilansowania połączonych systemów elektroenergetycznych, wzrost konkurencyjności świadczenia usług systemowych oraz bezpieczeństwa zapewnienia dostaw energii, tym samym wzrost dobrobytu społecznego.

Do najważniejszych wyzwań należy zapewnienie transparentnego i spójnego podejścia państw członkowskich do implementacji Wytycznych, zarówno na poziomie politycznym, regulacyjnym, jak i technicznym.

W każdym przypadku priorytetem powinno pozostać bezpieczeństwo pracy systemów energetycznych oraz dobrobyt społeczny, a nie szeroko rozumiany zysk wybranych grup uczestników rynku.

Dopiero rzetelny i prawidłowy sposób implementacji Wytycznych umożliwi uwolnienie pełnego potencjału i synergii wynikających z funkcjonowania paneuropejskiego rynku energii elektrycznej.

Pojęcie granic narodowych w procesach rynkowych będzie stopniowo zanikało. Paneuropejski rynek energii elektrycznej będzie stymulował konkurencję, nie tylko na hurtowym rynku energii, ale również na rynku bilansującym i rynku usług systemowych.

Transformacja rynku, dalszy dynamiczny rozwój nowych technologii, w tym produkcji z odnawialnych źródeł energii, spowodują przesunięcie środka ciężkości handlu energią elektryczną w kierunku bliższym momentowi jej fizycznej dostawy wraz z istotnym wzrostem płynności na rynkach krótkoterminowych.

Kluczowe dla sektora będą właściwe, nieobciążone administracyjnymi i politycznymi uwarunkowaniami, sygnały cenowe pozwalające na bieżącą i elastyczną wycenę energii elektrycznej, w szczególności w momentach niezbilansowania podaży i popytu.

Tradycyjne strategie zabezpieczenia przed ryzykiem oparte na aktywach wytwórczych czy kontraktach terminowych na fizyczną dostawę energii będą ewoluowały w stronę bardziej złożonych instrumentów finansowych. Spowoduje to potrzebę uzupełnienia dotychczasowego zestawu kompetencji w sektorze energetyki, w szczególności w obszarze handlu energią, mocą dyspozycyjną, rezerwami mocy czy produktami pochodnymi.

Kluczowe wnioski wynikające z wdrożenia Wytycznych

- Ograniczenie przepływów nieplanowanych (ang. unscheduled flows w tym loop flows, transit flows).
- Zwiększenie wymiany handlowej pomiędzy obszarami rynkowymi w UE.
- Możliwy dalszy podział dużych krajów europejskich na mniejsze obszary rynkowe.
- Wyrównanie (konwergencja) cen energii elektrycznej pomiędzy rynkami w UE.
- Możliwość występowania gwałtownych wzrostów cen energii elektrycznej w okresach niezbilansowania popytu i podaży.
- Większa płynność na rynkach giełdowych.
- Wzrost znaczenia instrumentów finansowych na rynkach długoterminowych energii elektrycznej.
- Konkurencja podmiotów krajowych i zagranicznych na rynku bilansującym i rynku usług systemowych.
- Zwiększenie roli elastyczności aktywów w sektorze wytwarzania, technologii magazynowania oraz redukcji zapotrzebowania (DSR).

Sukces we wdrażaniu Wytycznych zależał będzie w dużej mierze od ścisłej współpracy, zarówno na arenie międzynarodowej, jak i krajowej, pomiędzy uczestnikami rynku, w tym operatorami przesyłowymi i regulatorami rynku energii.

1. Wstęp

Mianem Kodeksów Sieci określa się zbiór ośmiu rozporządzeń Komisji Europejskiej (KE) opracowanych przez ENTSO-E¹ i zgodnych z niewiążącymi wytycznymi ramowymi, opracowanymi przez ACER²:

1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM).
2. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (RfG).
3. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (DCC).
4. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1447 z dnia 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (HVDC).
5. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (FCA).
6. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (SOGL).
7. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL).
8. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (ER).

Powyższe Rozporządzenia powstały jako instrumenty wykonawcze w procesie tworzenia jednolitego rynku energii w oparciu o tzw. Trzeci Pakiet Energetyczny. Ich podstawę stanowi akt prawny wchodzący w skład powyższego Pakietu – mianowicie *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz.U. UE L 211/15), dalej „Rozporządzenie 714/2009”*. W preambule Rozporządzenia 714/2009 wskazuje się na główne cele jakie mają zostać osiągnięte przez Kodeksy Sieci, to:

- udostępnienie skutecznego i przejrzystego transgranicznego dostępu do sieci przesyłowych i zarządzanie nim,
- zapewnienie skoordynowanego i dostatecznie wybiegającego w przyszłość planowania i odpowiedniego rozwoju technicznego systemu przesyłowego w Unii Europejskiej (UE).

Nie wszystkie spośród wymienionych Rozporządzeń Komisji z definicji określone są mianem Kodeksów Sieci: cztery z nich to Wytyczne, a pozostałe cztery to Kodeksy Sieci.

¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity

² Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki

Wszystkie Kodeksy Sieci i Wytyczne są Rozporządzeniami Komisji Europejskiej, co oznacza, że będą bezpośrednio stosowane z upływem terminów w nich określonych, bez potrzeby implementacji do prawa krajowego.

To, co różni Kodeksy Sieci od Wytycznych, to podstawa prawna³, proces wdrożenia oraz zakres prac koniecznych do przeprowadzenia w procesie implementacji. Kodeksy Sieci specyfikują wymagania wprost, natomiast Wytyczne odwołują się do zestawu metodyk jako sposobu realizacji celów w nich zawartych. Dodatkowo, w przypadku Wytycznych, OSP muszą opracować metodykę poprzedzoną procesem konsultacji, która następnie zostanie przedłożona do zatwierdzenia organom regulacyjnym. Proces ten nie jest wymagany w przypadku Kodeksów Sieci.

Co najważniejsze, wszystkie osiem Rozporządzeń stanowią konkretne narzędzia wdrożenia jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Nadrzędnym ich celem jest utworzenie w pełni działającego i wzajemnie połączonego wewnętrznego rynku energii w Europie przy zachowaniu bezpieczeństwa dostaw energii oraz zwiększaniu konkurencyjności. Dążenie do realizacji jednolitego rynku energii jest widoczne w przepisach wszystkich Kodeksów Sieci i Wytycznych, które wprowadzają stosowne rozwiązania.

Kodeksy Sieci i Wytyczne zawierają wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi. Mają na celu eliminowanie barier technicznych dla dalszej integracji rynku. Kodeksy Sieci i wytyczne regulują zagadnienia związane z przyłączeniem do sieci wytwórców i odbiorców, pracą systemu energetycznego, działaniami w związku z zagrożeniem pracy systemu energetycznego, zarządzaniem ograniczeniami przesyłowymi, alokacją zdolności przesyłowych i bilansowaniem energii.

Wszystkie spośród ośmiu Kodeksów Sieci i Wytycznych weszły już w życie.

W obecnie procedowanym przez organy UE pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” przewidziane są przepisy dotyczące Kodeksów Sieci i Wytycznych. Zostały one ujęte w Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market of electricity, będącym Rozporządzeniem mającym na celu zmianę Rozporządzenia 714/2009. Przepisy te przewidują możliwość modyfikacji istniejących Kodeksów Sieci i Wytycznych ze względu na istotne zmiany na rynku energii elektrycznej jakie zaszły od momentu wejścia w życie Rozporządzenia 714/2009. Proponowane przepisy przewidują również możliwość ustanowienia kolejnych, Kodeksów Sieci i Wytycznych według nowych procedur. Należy zaznaczyć, iż w przypadku dokumentu Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market of electricity w momencie wydania niniejszego raportu wciąż trwają prace legislacyjne.

³ Kodeksy Sieci wprowadzane są do obrotu prawnego w formie Rozporządzeń Komisji Europejskiej na podstawie art. 6 Rozporządzenia 714/2009, natomiast Wytyczne wprowadzane są do obrotu prawnego w formie Rozporządzeń Komisji Europejskiej na podstawie art. 18 Rozporządzenia 714/2009.

Podział Kodeksów Sieci/Wytycznych ze względu na obszary

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/

Obszar przyłączeniowy	Obszar rynkowy	Obszar operacyjny
• Kodeks Sieci dotyczący wymagań wobec wytwórców w związku z przyłączaniem do sieci (NC RfG); • Kodeks Sieci dotyczący sieci operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców przemysłowych (NC DCC); • Kodeks Sieci dotyczący połączenia wysokonapięciowego systemu przesyłowego prądu stałego (NC HVDC).	• Wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (GL CACM); • Wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (GL FCA); • Wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL).	• Kodeks Sieci dotyczący pracy systemu w warunkach zagrożenia i odbudowy systemu po awarii (NC ER); • Wytyczne dotyczące bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego (SOGL).

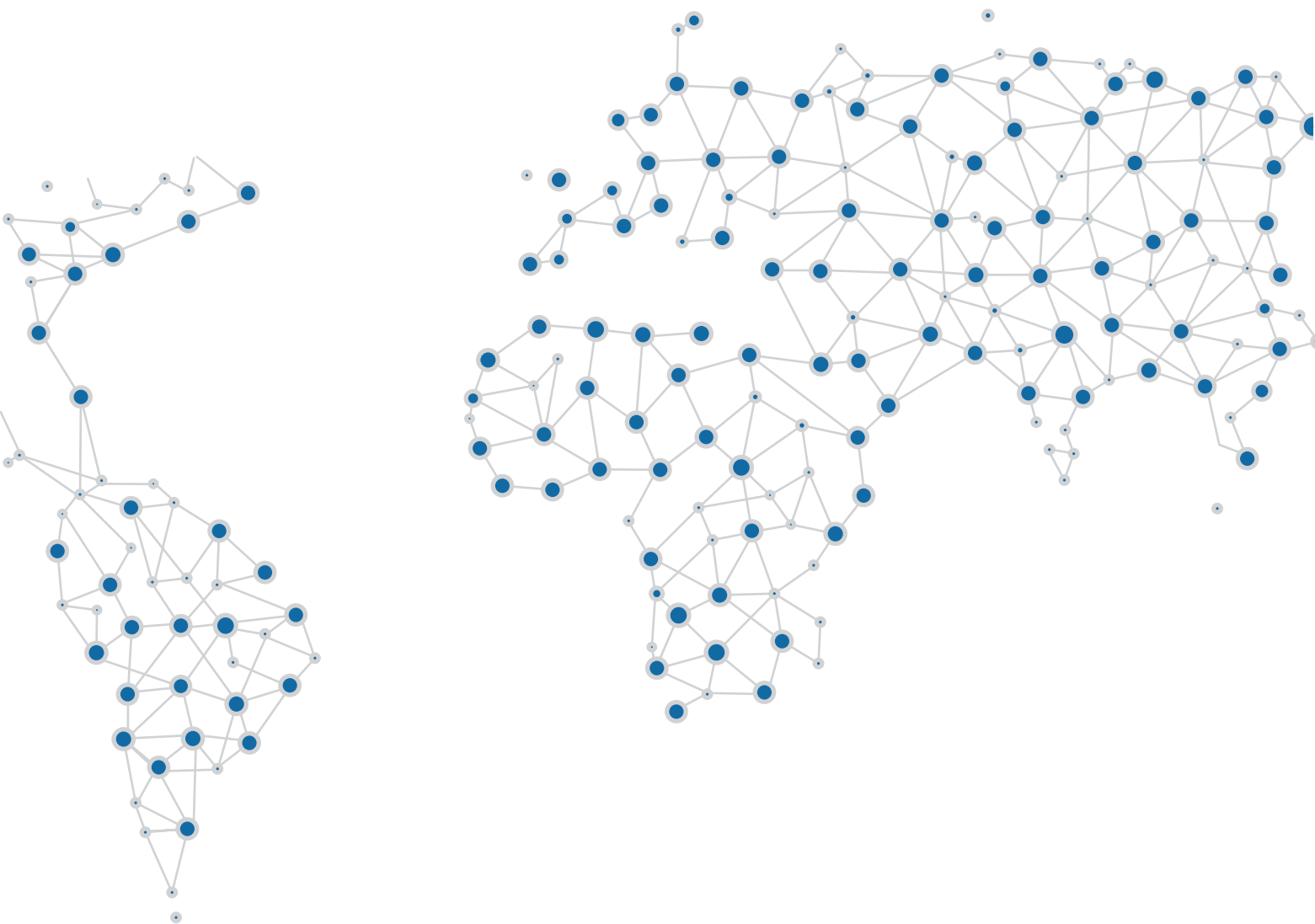
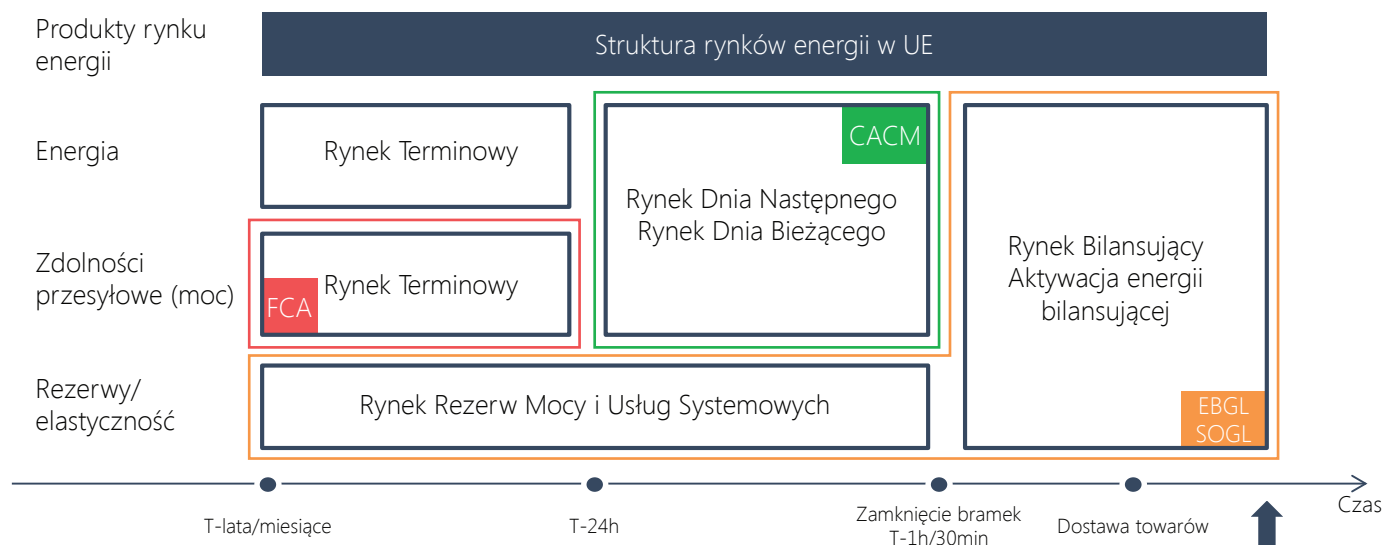
 Obszar tematyczny raportu

Z uwagi na fakt, iż Wytyczne dają większą elastyczność ich implementacji niż Kodeksy Sieci, a także biorąc pod uwagę zaangażowanie krajowych OSP w procesie opracowywania poszczególnych metod, pozostaje duży margines interpretacyjny i wiele otwartych zagadnień, które należy poddać dyskusji na szczeblu krajowym. Jest to potrzebne, aby z udziałem wszystkich zainteresowanych podmiotów polskiego rynku elektroenergetycznego wypracować optymalne rozwiązania zgodne z kierunkiem wskazanym przez Komisję Europejską, ale jednocześnie bez szkody dla krajowego systemu elektroenergetycznego.

W związku z powyższym, Raport Rynkowe Kodeksy Sieci - na drodze do stworzenia paneuropejskiego rynku energii elektrycznej, dedykowany jest zagadnieniom wskazanym w Wytycznych z obszaru rynkowego, tj. CACM, FCA, EBGL oraz dodatkowo części dotyczących bilansowania zapisanych w Wytycznych SOGL z obszaru operacyjnego.

Segmenty rynku energii elektrycznej i związane z nimi Wytyczne

Na podstawie L. Meeus & T. Schittekatte (2017).



2. Wytyczne FCA

Wytyczne FCA⁴ regulują przepisy dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych na rynkach długoterminowych, a ich wdrożenie pozwoli pogłębić proces integracji europejskich systemów energetycznych. Zakładanym efektem wejścia w życie Wytycznych FCA będzie w szczególności wzrost bezpieczeństwa funkcjonowania systemów, rozwój połączeń transgranicznych oraz ograniczenie ryzyka handlowego dzięki możliwości prowadzenia obrotu na konkurencyjnych zasadach.

Celem Rozporządzenia FCA jest ujednolicenie obowiązujących przepisów w szczególności w zakresie wyznaczania (wspólny model sieci) i alokacji (zharmonizowany regulamin, wspólna platforma) międzyobszarowych zdolności przesyłowych, a także w zakresie możliwości zwrotu i przenoszenia długoterminowych praw przesyłowych nabytych w procesie alokacji.

2.1. Cel, zakres i obszar oddziaływania Wytycznych FCA

Wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych jako element tworzenia paneuropejskiego rynku energii, mają służyć operatorom za wyznacznik kierunku rozwoju rynku transgranicznego. Wynikające z Wytycznych FCA zadania mają na celu przede wszystkim stworzenie wspólnego rynku obrotu energią elektryczną, gdzie handel będzie realizowany w sposób transparentny i bezpieczny, zarówno z punktu widzenia operatorów i funkcjonowania systemów energetycznych, jak i podmiotów zajmujących się obrotem energią elektryczną.

Zakres Wytycznych FCA

Na podstawie materiałów PSE, www.pse.pl/informacje-ogolne

Cel	• Wspieranie skutecznego długoterminowego międzyobszarowego obrotu energią elektryczną. • Optymalizacja wyznaczania i alokacji długoterminowych między obszarowych zdolności przesyłowych. • Zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu do długoterminowych między obszarowych zdolności przesyłowych. • Zapewnienie sprawiedliwego i niedyskryminującego traktowania OSP, Agencji, NRAs i uczestników rynku. • Uwzględnienie konieczności zapewnienia sprawiedliwej i prawidłowej długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych oraz prawidłowego kształtowania cen. • Zapewnienie i zwiększenie przejrzystości i wiarygodności informacji dot. Długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych. • Przyczynienie się do efektywnej, długofalowej eksploatacji i rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora energii elektrycznej w UE.
Zakres przedmiotowy	• Określenie transgranicznych zdolności przesyłowych w długoterminowych przedziałach czasowych. • Ujednolicona metoda wyznaczania zdolności. • Wspólny model sieci. • Alokacja transgranicznych zdolności przesyłowych w długoterminowych przedziałach czasowych. • Wspólna platforma alokacji. • Zharmonizowany regulamin alokacji. • Skoordinowanie wprowadzanie ograniczeń. • Ujednolicone zasady nominacji.
Obszar oddziaływania wytycznych	• Uczestnicy procesu długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych • Wszyscy OSP (w praktyce: ENTSO-E) • OSP poszczególnych regionów (wspólne cele regionalne) • Wyznaczanie zdolności przesyłowych • Poszczególnych OSP (cele krajowe/indywidualne) • Organy regulacyjne • Uczestnicy rynku
Termin przyjęcia	• 17.10.2016 r.

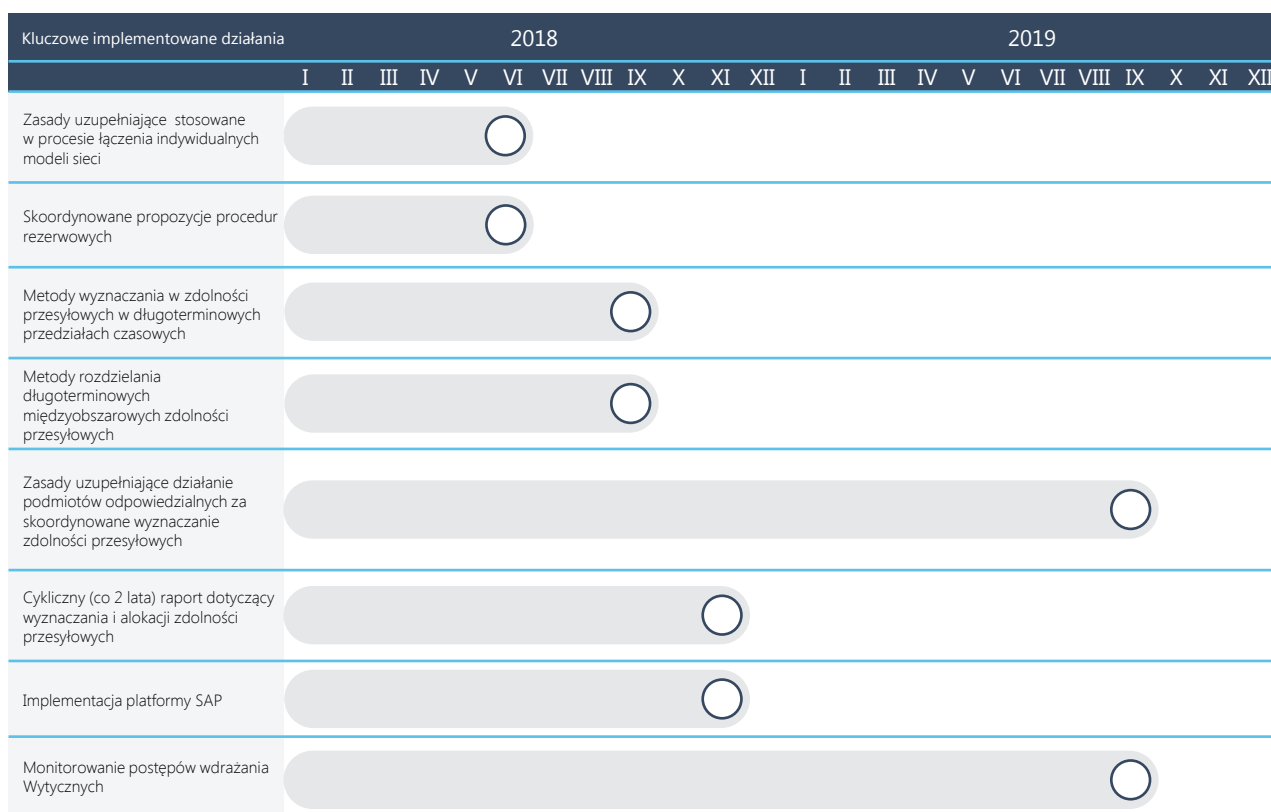
⁴ Wytyczne dot. długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych, ang. The Guideline on Forward Capacity Allocation, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.259.01.0042.01.ENG (data: 05.02.2018 r.).

2.2. Harmonogram wdrożenia Wytycznych FCA

Wytyczne FCA weszły w życie w październiku 2016 roku. Data ta stanowi również moment rozpoczęcia szeregu prac, mających na celu terminową realizację poszczególnych zadań wynikających z Wytycznych.

Harmonogram wdrożenia Wytycznych FCA

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/



Zakończenie poszczególnych etapów implementacji Wytycznych FCA, które wymagają dodatkowego opiniowania ze strony ACER lub regulatorów krajowych, może trwać jeszcze do 2019 roku. Pełna implementacja Wytycznych FCA jest planowana na wrzesień 2019 roku tak, aby od 2021 roku w pełni wdrożony został mechanizm Market Coupling, którego pogłębona charakterystyka została zawarta w dalszej części raportu.

2.3. Kluczowe zagadnienia dot. długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych w odniesieniu do FCA

2.3.1. Integracja rynków terminowych energii elektrycznej

Rynki energii elektrycznej znajdują się obecnie w trakcie transformacji wywołanej dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii, za którym nie nadąża rozwój infrastruktury przesyłowej. W efekcie stabilne funkcjonowanie systemów energetycznych stało się zagrożone. Zmiana podejścia do systemów energetycznych, wynikająca z wdrożenia m.in. Wytycznych FCA, powinna przejawiać się nie tylko rozwojem obrotu długoterminowymi prawami przesyłowymi, niezbędnymi do pogłębienia integracji międzysystemowej, ale również prawidłowym uwzględnieniem w mechanizmach rynkowych fundamentalnych praw fizyki.

Niektóre kraje Europy Zachodniej działają na rzecz zwiększenia wymiany transgranicznej, często wyprzedzając implementację rozwiązań kodeksowych, bez należytego uwzględnienia praw fizyki i komunikacji z innymi uczestnikami rynku.

Przykład 1. Alokacja mocy przesyłowych na granicy niemiecko-austriackiej (DE-AT)

Przykładem braku przejrzystości w procesie wdrażania zasad alokacji mocy przesyłowych na granicach jest porozumienie dwóch regulatorów dot. granicy DE-AT określające arbitralnie wielkość udostępnianych zdolności przesyłowych, które stanowi istotną zmianę w stosunku do wytycznych zawartych w decyzji ACER. Z perspektywy prawnej jest ono niedopuszczalne. Z działaniem takim wiązać się mogą konkretne straty wynikające z konieczności zastosowania i finansowania środków zaradczych m.in. przez polskiego operatora, które będą niezbędne do zachowania prawidłowej pracy systemu energetycznego. Problem wynika głównie z wielkość mocy przesyłowej na granicy DE-AT oszacowanej przez Austrię i Niemcy na 4,9 GW, która nie ma rzetelnego uzasadnienia analitycznego. Termiczna zdolność przesyłowa połączeń pomiędzy DE-AT wynosi ok. 10 GW, natomiast pełne wykorzystanie termicznej zdolności przesyłowej połączeń jest niemożliwe m.in. z uwagi na słabo rozwiniętą sieć lokalną w górzystym obszarze Tyrolu. Źródła wskazują, że dostępne dla handlu zdolności przesyłowe (NTC) obecnie wynoszą na granicy DE-AT ok. 2,5 GW⁵. Powyższe działania są przykładem braku spójnej implementacji zasad alokacji zdolności przesyłowych. Wdrożenie Wytycznych powinno zapobiec takim zdarzeniom w przyszłości.

2.3.2. Harmonizacja zasad alokacji handlu

Długoterminowe prawa przesyłowe stanowią nieodzowny element integracji rynków terminowych energii elektrycznej. Historycznie zasady obrotu długoterminowymi prawami przesyłowymi były w poszczególnych krajach członkowskich Unii Europejskiej bardzo zróżnicowane. Uniemożliwiało to efektywne wykorzystanie mocy przesyłowych połączeń transgranicznych na rynku. Ujednolicenie mechanizmów dotyczących alokacji praw długoterminowych leży u podstaw Wytycznych FCA. Kluczowym działaniem w tym procesie było wdrożenie zharmonizowanych zasad alokacji zdolności przesyłowych (HAR - Harmonisation of long term allocation rules).

⁵ E.Blume-Werry, C.Huber, M. Everts, The impact of the German-Austrian breakup on european energy objectives, European Energy Journal, Volume 6, Issue 4, luty 2017.

Pomimo wypracowania wspólnej propozycji HAR przez wszystkich OSP, krajowe podmioty regulacyjne nie mogły porozumieć się, co do zatwierdzenia metodyki ze względu na zróżnicowane interesy poszczególnych państw członkowskich UE. W związku z zaistniałą sytuacją ostateczna decyzja należała do ACER, który ustanowił HAR decyzją z dnia 2 października 2017 roku⁶.

Ponadto, istotnym narzędziem służącym wspieraniu transgranicznego obrotu energią jest jedna platforma alokacji dla wszystkich podmiotów działających na rynku. Do tej pory funkcję tę pełniło JAO (ang. Joint Allocation Office) utworzone przez połączenie dwóch regionalnych platform alokacji zdolności przesyłowych CAO (ang. Central Allocation Office) i CASC.EU (ang. Capacity Allocation Service Company) w czerwcu 2015 roku. Obecnie JAO skupia dwudziestu dwóch OSP z dziewiętnastu krajów członkowskich, świadczy usługi aukcji zdolności przesyłowych na 28 granicach i, zgodnie z wymaganiami dla wspólnej platformy alokacji z kwietnia 2017 roku, w momencie pełnego wdrożenia Wytycznych, będzie pełniło rolę Single Allocation Office (SAP).

Zgodnie z założeniami Wytycznych FCA, wspólna platforma alokacji będzie musiała świadczyć szereg usług w sposób kompleksowy. Nie będzie to wyłącznie punkt kontaktowy dla uczestników obrotu, ale również dla izb rozliczeniowych.

Najważniejsze funkcje, jakie realizować będzie platforma, a od których zależeć będzie efektywne funkcjonowanie wymiany, to przede wszystkim:

- prowadzenie procesu alokacji,
- obsługa rozliczeń finansowych,
- obsługa zwrotów praw przesyłowych,
- realizacja procesów awaryjnych,
- publikacja wyników aukcji.

To od sprawności i funkcjonowania SAP zależeć będzie w dużej mierze bezpieczeństwo pracy systemów. W szczególności gdy konieczne będzie zastosowanie redukcji zdolności przesyłowych na potrzeby handlu energią. Po zgłoszeniu takiej potrzeby przez OSP ze względu na działalność tzw. siły wyższej, sprawna realizacja procesów wobec uczestników rynku zadecyduje o bezpieczeństwie pracy całego regionu.

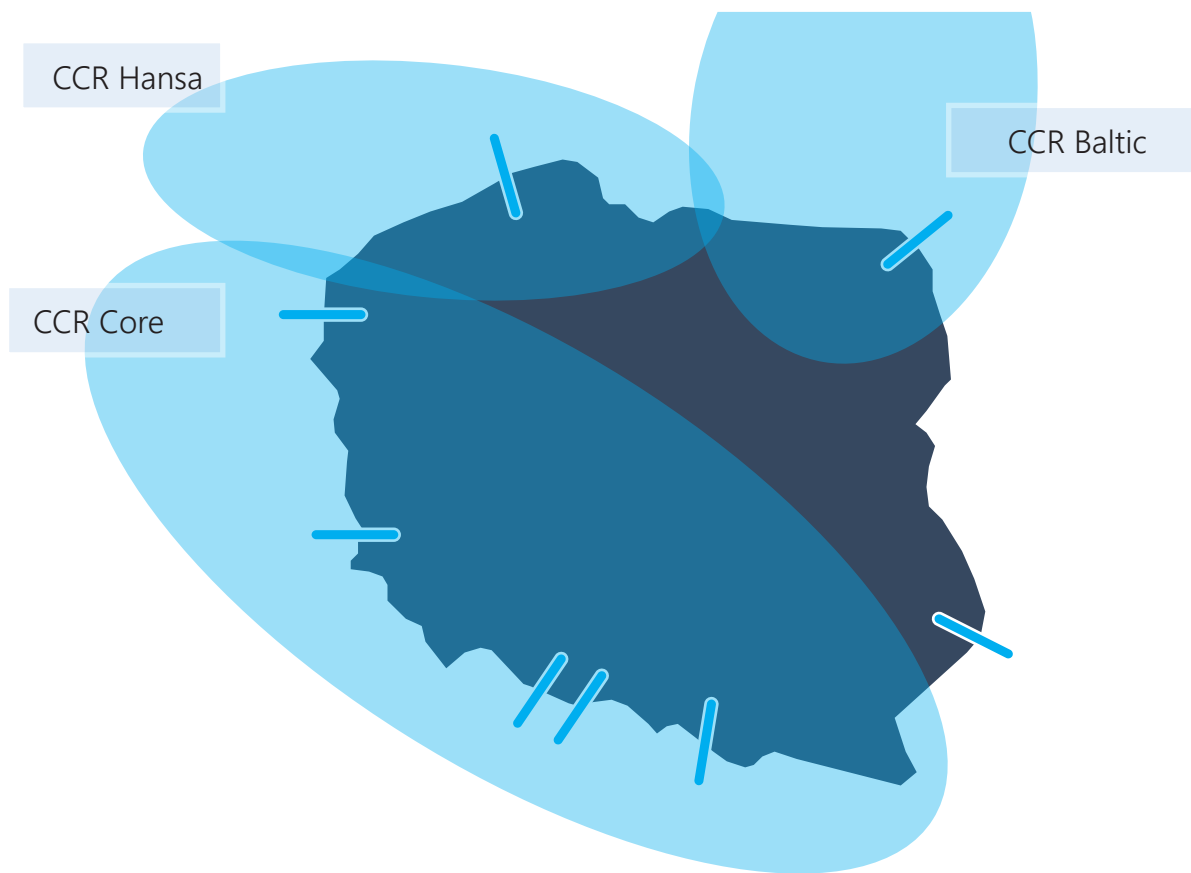
2.3.3. Metody wyznaczania zdolności przesyłowych oraz dostępne produkty

Wytyczne FCA nakładają na OSP obowiązek wypracowania, w ramach regionów ich funkcjonowania, modeli długoterminowych praw przesyłowych. Ma to na celu osiągnięcie ujednoliconych i prostych rozwiązań w zakresie alokacji, obejmujących przykładowo niezbędne dane do wyznaczania zdolności przesyłowych, uwzględniając ryzyka wiążące się z prowadzeniem długoterminowych działań handlowych i operacyjnych systemu. Wyznaczanie długoterminowych zdolności przesyłowych powinno być koordynowane przynajmniej na poziomie regionalnym, w ramach regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (ang. Capacity Calculation Regions (CCR)).

⁶ ACER, Decision of the agency for the cooperation of energy regulators No 03/2017, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2017%20on%20HAR.pdf (data: 05.02.2018 r.).

Mapa CCR

Na podstawie materiałów PSE, www.pse.pl/informacje-ogolne



Polska funkcjonuje w ramach trzech regionów wyznaczania zdolności przesyłowych: CCR Hansa, CCR Baltic oraz CCR Core (połączone regiony Europy Centralno-Zachodniej – CWE i Europy Środkowo-Wschodniej – CEE⁷). Wymagania w ramach Regional Design LTTR (ang. Long Term Transmission Rights⁸) zostały zatwierdzone CCR Core w październiku 2017 r. przez Prezesa URE. Długoterminowe prawa przesyłowe na granicach polskiego systemu elektroenergetycznego wyznaczone są tylko w ramach obszaru CCR Core. Decyzjami z maja 2017 r. Prezes URE stwierdził, że nie będą wydawane długoterminowe prawa przesyłowe dla CCR Baltic i CCR Hansa.

Zgodnie z wymaganiami dla CCR Core na większości granic należących do OSP w regionie wdrożone zostaną fizyczne prawa przesyłowe z formułą wykorzystaj lub sprzedaj (ang. use it or sell it). W dalszej części opracowania kwestia ta zostanie szerzej omówiona. Poniżej załączono tabelę uwzględniającą podział granic w ramach regionu CCR Core.

⁷ MEMORANDUM OF UNDERSTANDING on the development of a common CWE and CEE CCR's day-ahead flow-based capacity calculation methodology and the merger of the CEE and CWE CCR [https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/20160215_MoU_CWE_CEE%20TSOs%20\(final%20version%20signed\).pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/20160215_MoU_CWE_CEE%20TSOs%20(final%20version%20signed).pdf) (data: 05.02.2018 r.).

⁸ Long-Term Transmission Rights (LTTRs) <https://www.emissions-euets.com/-long-term-transmission-right-> (data: 05.02.2018 r.).

Podział długoterminowych praw przesyłowych według granic CCR Core

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/

Granice CCR Core	Rodzaj długoterminowych praw przesyłowych
NL-BE	FTR - typu opcja
NL-DE/LU	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
BE-FR	FTR - typu opcja
BE-DE/LU	Dotychczas brak długoterminowych praw przesyłowych
FR-DE/LU	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
PL-DE/LU	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
PL-CZ	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
CZ-DE/LU	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
PL-SK	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
AT-DE/LU1	FTR - typu opcja, PTR*
AT-CZ	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
AT-SI	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
SI-HR	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
HR-HU	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
AT-HU	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
HU-SK	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
HU-RO	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
CZ-SK	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"
SI-HU2	Fizyczne prawa przesyłowe zgodnie z zasadą "wykorzystaj albo sprzedaj"

*decyzja nie została jeszcze podjęta

Urząd Regulacji Energetyki przeprowadził odpowiednie konsultacje oraz analizy, zgodnie z przepisami zawartymi w Wytycznych FCA, w oparciu o które możliwe było wydanie skoordynowanych decyzji o niewydawaniu długoterminowych praw przesyłowych w stosunku do funkcjonowania połączeń LitPol i SwePol Link. Zgodnie z wynikami analizy wykazano, że na polskim rynku energii elektrycznej funkcjonują produkty umożliwiające zabezpieczenie przed ryzykiem w przesyłach międzyobszarowych, a płynność rynku jest adekwatna do ilości energii elektrycznej podlegającej wymianie w ramach mechanizmu łączenia rynków, tj. Market Coupling.

W tym miejscu należy zaznaczyć, że wyznaczanie długoterminowych zdolności możliwe jest w oparciu o dwa podejścia:

- FB (ang. Flow Based) - zgodne z fizycznymi rozptyłami w sieciach, które jest zdecydowanie bardziej bezpieczne dla funkcjonowania systemów.
- NTC (ang. Net Transfer Capacity) - bazujące na prognozach OSP dokonywanych przed aukcją z uwzględnieniem ograniczeń przesyłu i prognozowanego zapotrzebowania na handlowe zdolności przesyłu – obecnie funkcjonujące rozwiązanie na obszarze Core, w tym na granicach Polski z Niemcami, Czechami i Słowacją.

Zdolności przesyłowe będą wyznaczane zgodnie z metodyką NTC oraz FB w przypadkach, w których zdolności przesyłowe między obszarami rynkowymi są lub będą wysoce współzależne, a podejście to będzie uzasadnione ze względu na efektywność ekonomiczną. W związku z tym, Wytyczne FCA wyróżniają dwa produkty długoterminowej alokacji transgranicznej zdolności przesyłowych, tj. fizyczne prawa przesyłowe (PTR) oraz finansowe prawa przesyłowe (FTR).

Produkty na długoterminowym rynku zdolności przesyłowych: PTR i FTR

Na podstawie Meeus L., & Schittekatte T., 2017 r.

	Finansowe prawa przesyłowe	Fizyczne prawa przesyłowe
	FTR	PTR
Zasada działania	Wypłata różnicy stawek pomiędzy węzłami/rynkami.	Fizyczny dostęp do zdolności przesyłowych zgodnie z grafikiem, nie gwarantujący pewności wykorzystania.
Cel	Zabezpieczenie chroniące przed zmianami kosztów ograniczeń, uniezależnienie obrotu od fizycznej dostawy, brak konieczności uzyskiwania dostępu do sieci.	Zabezpieczenie fizyczne wykonania transakcji transgranicznych, uprawnienie posiadacza do fizycznego odbioru/dostarczenia energii zgodnie z zakupioną zdolnością.
Wykorzystanie	Funkcjonują FTR typu opcja (uprawnienie do otrzymania zapłaty) i typu zobowiązanie (uprawnienie do otrzymania zapłaty lub zobowiązanie do wniesienia opłaty).	Posiadacz uprawniony jest do nominacji całości lub części swoich PTR zgodnie z zasadą wykorzystaj lub sprzedaj (ang. Use It Or Sell It).
Charakterystyka	Dzięki zastosowaniu FBMC produkt wyceniany jest w sposób bieżący z uwzględnieniem zmian systemowych na granicach, których dotyczy. Łatwość stosowania powinna przełożyć się na wzrost płynności.	Instrument mało elastyczny, generujący ryzyko dla posiadacza.

Jednocześnie należy pamiętać, że nie ma możliwości, w ramach tej samej granicy obszaru rynkowego, równoczesnej alokacji PTR i FTR. Konieczna jest realizacja jednego wybranego rodzaju alokacji długoterminowych praw przesyłowych (LTTR).

Przykład 2. Wykorzystanie instrumentów FTR (typu opcja i zobowiązanie) w handlowej wymianie międzysystemowej*

Dostawca z Rynku A posiadający FTR w kierunku dostaw energii elektrycznej (Rys.1), niezależnie od typu instrumentu FTR (zobowiązanie lub opcja), zarabia na różnicy cen na każdej przesłanej jednostce energii zgodnie z obliczeniami:

$$(40\text{€}-30\text{€})\cdot 200\text{ MWh}=2\ 000\text{€}$$

Od finalnego zysku dostawca musi odjąć koszt zakupionych instrumentów FTR.

Rys.1



W sytuacji, gdy kierunek zakupu FTR jest przeciwny do kierunku dostawy energii (Rys.2), posiadacz FTR typu zobowiązanie traci zgodnie z obliczeniami:

$$(40\text{€}-30\text{€})\cdot (-200\text{MWh})=-2\ 000\text{€}$$

Z kolei posiadacz FTR typu opcja nie realizując wykonania, ponosi tylko koszt zakupu instrumentu.

Rys.2



*Na podstawie Meeus L., & Schittekatte T., 2017 r.

2.3.4. Gwarantowanie i kompensacja

Długoterminowe międzyobszarowe zdolności przesyłowe mają służyć przede wszystkim ograniczeniu ryzyka w przypadku transgranicznej działalności handlowej. W związku z powyższym, konieczne było ustalenie zasad mających na celu unormowanie funkcjonowania zarówno FTR, jak i PTR w sytuacjach kryzysowych.

Wytyczne wyróżniają dwa rodzaje sytuacji, kiedy możliwe jest ograniczenie długoterminowych praw przesyłowych:

- ze względu na działanie siły wyższej,
- ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemów przesyłowych w granicach bezpieczeństwa.

Poniżej przedstawiono porównanie procedur wdrażanych w zależności od rodzaju sytuacji.

Ograniczenie długoterminowych praw przesyłowych Na podstawie Wytycznych FCA.

Procedura \ Rodzaj sytuacji	Zapewnienie pracy systemów w granicach bezpieczeństwa	Działanie siły wyższej
Termin wprowadzenia ograniczenia	Przed upływem terminu gwarantowania praw przesyłowych w ramach RDN.	Po skontaktowaniu się z bezpośrednio powiązanymi OSP. Uwzględnienie okresu oddziaływania czynnika.
Rekompensata dla posiadaczy LTR (ang. long term rights)	Różnica między godzinowymi cenami na RDN na obszarach granicznych.	Kwota zapłacona pierwotnie za ograniczone długoterminowe prawo przesyłowe w ramach długoterminowej alokacji.
Limit kwot rekompensat	Łączna kwota dochodu z ograniczeń uzyskana przez danych OSP na granicy w roku kalendarzowym; dla połączeń stałoprądowych możliwe skrócenie do miesiąca kalendarzowego.	

Należy pamiętać, że posiadacze LTR mają prawo do ich zwrotu lub przeniesienia. W przypadku tego pierwszego przysługuje im zapłata od właściwego OSP równa cenie uzyskanej w ramach aukcji podczas ponownej alokacji.

2.4. Podsumowanie

Przed...	...i po wdrożeniu Wytycznych FCA
Różne zasady długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych na granicach państw członkowskich.	Harmonizacja zasad długoterminowej alokacji mocy przesyłowych pomiędzy obszarami rynkowymi.
Brak jednej platformy alokacji zdolności mocy przesyłowych w wymianie międzysystemowej.	Jedna europejska platforma długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych w zakresie wymiany transgranicznej.
Koordinacja wyznaczania zdolności przesyłowych na poziomie krajowym.	Regionalna koordynacja wyznaczania zdolności przesyłowych.
Dwie metody wyznaczania zdolności: NTC i FB.	Zdolności przesyłowe wyznaczone zgodnie z metodyką NTC oraz FB w przypadkach, w których zdolności przesyłowe między obszarami rynkowymi są wysoce współzależne, a podejście to jest uzasadnione ze względu na efektywność ekonomiczną.
Brak lub istotnie ograniczona alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych na wielu profilach wymiany transgranicznej.	Zobowiązanie OSP do określenia rodzaju praw przesyłowych i opracowania regionalnej metodologii wyznaczania zdolności przesyłowych.
Brak gwarancji i kompensacji w wyniku ograniczenia długoterminowych fizycznych praw przesyłowych.	Kompensacje ze względu na działanie siły wyższej oraz w związku z koniecznością zapewnienia pracy systemu w granicach bezpieczeństwa.
Głównym produktem w zakresie długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych: PTR.	Możliwe stopniowe odchodzenie od praw typu PTR w kierunku instrumentów typu FTR.

Wytyczne FCA mają na celu harmonizację zasad w zakresie wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych, tj. harmonizację długoterminowych rynków energii w Europie, szczególnie w zakresie wymiany międzyobszarowej. Harmonizacja ma zostać prowadzona m.in. poprzez dedykowaną wspólną platformę długoterminowej alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych wraz ze spójną metodą długoterminowej alokacji praw przesyłowych (PTR vs. FTR). Ponadto, cała integracja ma być kreowana w oparciu o wspólny mechanizm wyznaczania mocy przesyłowych (na chwilę obecną głównie NTC). W obecnie przyjętym kształcie długoterminowej alokacji praw przesyłowych, na większości granic mają obowiązywać PTR. Niewątpliwie zastosowanie tego rodzaju praw przesyłowych jest faworyzowane obecnie w UE i stanowi pewną przewagę dla strony wytwórczej wśród uczestników rynku energii. W dłuższej perspektywie czasowej długoterminowa alokacja praw przesyłowych oparta o FTR może przyczynić się do zwiększenia efektywności na rynkach krótkoterminowych (RDN i RDB).

Należy podkreślić, że efektywny proces alokacji zdolności przesyłowych i optymalizacja transgranicznej wymiany handlowej stanowi priorytet w procesie dalszej integracji rynków energii elektrycznej. Trzeba również pamiętać o czynnikach związanych z bezpieczeństwem pracy systemów energetycznych, obecną konfiguracją obszarów rynkowych w Europie i w konsekwencji z właściwym uwzględnieniem w wyznaczaniu zdolności przesyłowych transakcji dokonywanych w ramach poszczególnych obszarów rynkowych i pomiędzy nimi. W tym kontekście niezwykle ważna pozostaje współpraca pomiędzy OSP, regulatorami i ACER oraz podmiotami działającymi na rynku.

3. Wytyczne CACM

Wytyczne CACM⁹ określają metody wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przy zachowaniu standardów bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Rozporządzenie CACM ma doprowadzić do harmonizacji rynków energii w Europie i ich wzajemnej integracji w celu wzrostu konkurencyjności, uwzględniając przy tym wzrastającą liczbę odnawialnych źródeł energii. Wytyczne CACM stanowią ważny kamień milowy w procesie wdrożenia wspólnego paneuropejskiego rynku energii elektrycznej.

Celem Wytycznych CACM jest wprowadzenie przepisów, dotyczących docelowego jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego, a w konsekwencji zapewnienia przejrzystych ram prawnych dla efektywnego i nowoczesnego systemu alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Działania te mają doprowadzić do ułatwienia obrotu energią elektryczną w całej Unii, umożliwić wydajniejsze użytkowanie sieci oraz zwiększyć konkurencję z korzyścią dla konsumentów.

3.1. Cel, zakres i obszar oddziaływania Wytycznych CACM

Podobnie jak w przypadku Wytycznych FCA, Wytyczne CACM mają pomóc w organizacji handlu, jednak w perspektywie krótkoterminowej, tj. na Rynku Dnia Następnego (RDN) oraz na Rynku Dnia Bieżącego (RDB). Poszczególne zapisy CACM poprzez metodyki w nich zawarte wpływają na następujące grupy rynku: OSP, regulatorów, giełdy, a także grupy energetyczne i odbiorców finalnych energii elektrycznej.

Zakres Wytycznych CACM

Na podstawie materiałów PSE, www.pse.pl/informacje-ogolne

Cel	• Wspieranie efektywnej konkurencji w obszarze wytwarzania, obrotu i dostaw energii elektrycznej. • Zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu i optymalnego wykorzystania infrastruktury przesyłowej. • Optymalizacja wyznaczania i alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych. • Zapewnienie sprawiedliwego i niedyskryminującego traktowania podmiotów rynku energii elektrycznej. • Efektywna, długoterminowa eksploatacja i rozwój systemu przesyłowego i sektora energii elektrycznej w UE. • Konieczność zapewnienia sprawiedliwego i uporządkowanego: rynku oraz procesu kształtowania cen. • Stworzenie równych warunków działania dla NEMO. • Zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu do transgranicznych zdolności przesyłowych.
Zakres przedmiotowy	• Wyznaczenie i zadania NEMO. • Zadania OSP związane z Market Coupling (MC). • Zasady wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych między obszarami cenowymi. • Zasady tworzenia wspólnego modelu sieci. • Zasady przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych. • Proces jednolitego łączenia rynków dnia następnego i rynków dnia bieżącego. • Rozliczanie jednolitego łączenia rynków dnia następnego i bieżącego. • Monitorowanie.
Obszar oddziaływania wytycznych	• Wszyscy OSP (w praktyce: ENTSO-E). • OSP poszczególnych regionów (wspólne cele regionalne). • Wyznaczanie zdolności przesyłowych. • Poszczególnych OSP (cele krajowe/indywidualne). • Poszczególnych NEMO -> zawarcie umowy o poufności z uczestnikami rynku. • Współpraca na linii OSP – NEMO. • Przedłożenie potrzeb uczestników rynku. • Organy regulacyjne, w tym URE, ACER. • Uczestnicy rynku. • Wszyscy NEMO razem.
Termin wejścia w życie	• 14.08.2015 r.

⁹ Wytyczne dot. Alokacji Zdolności Przesyłowych i Zarządzania Ograniczeniami Przesyłowymi, ang. The Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222> (data: 05.02.2018 r.).

3.2. Harmonogram wdrożenia Wytycznych CACM

Zgodnie z przepisami prawa, Wytyczne CACM weszły w życie w sierpniu 2015 r. Data ta była momentem rozpoczęcia szeregu prac, mających na celu terminową realizację poszczególnych zadań. Znaczna część niezbędnych ustaleń na poziomie OSP na dzień publikacji niniejszego raportu została już zrealizowana lub jest w trakcie realizacji.

Harmonogram wdrożenia Wytycznych CACM

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/

Kluczowe implementowane działania	2017				2018											
	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Proces konfiguracyjny obszarów rynkowych				○			○									
Raport techniczny nt. obszarów rynkowych																○
Raport ENTSO-E nt. RDN i RDB w Europie (proces cykliczny)						○						○				
Stworzenie warunków działania dla NEMO i współpracy NEMO z OSP																
Wypracowanie wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dla RDN i RDB	○															
Wypracowanie wspólnej metody skoordynowanego redispatchingu i countertradingu				○			○									

Podobnie, jak w przypadku Wytycznych FCA, działania kluczowe CACM mogą trwać jeszcze w 2019 roku, a ich pełna implementacja może nastąpić w 2021 roku (lub później w przypadku opóźnień)¹⁰.

3.3. Kluczowe zagadnienia dot. rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego w odniesieniu do Wytycznych CACM

3.3.1. Integracja rynków RDN i RDB

Wytyczne CACM wychodzą naprzeciw zmieniającym się uwarunkowaniom rynkowym, a odpowiednia implementacja ich zapisów ma pozwolić na harmonizację i utworzenie paneuropejskiego rynku energii elektrycznej. Do najważniejszych działań zalicza się:

- ocenę efektywności konfiguracji obszarów rynkowych,
- powołanie i wykreowanie zasad funkcjonowania wyznaczonych operatorów rynku energii,

¹⁰ Zakończenie poszczególnych etapów, które wymagają dodatkowego opiniowania ze strony ACER lub NRA (czyli poszczególnych krajowych URE) mogą trwać jeszcze w 2019 r., jednak docelowo we wrześniu 2019 r. planowana jest pełna implementacja kodeksów, tak by od 2021r. w pełni zaimplementowany został mechanizm market coupling.

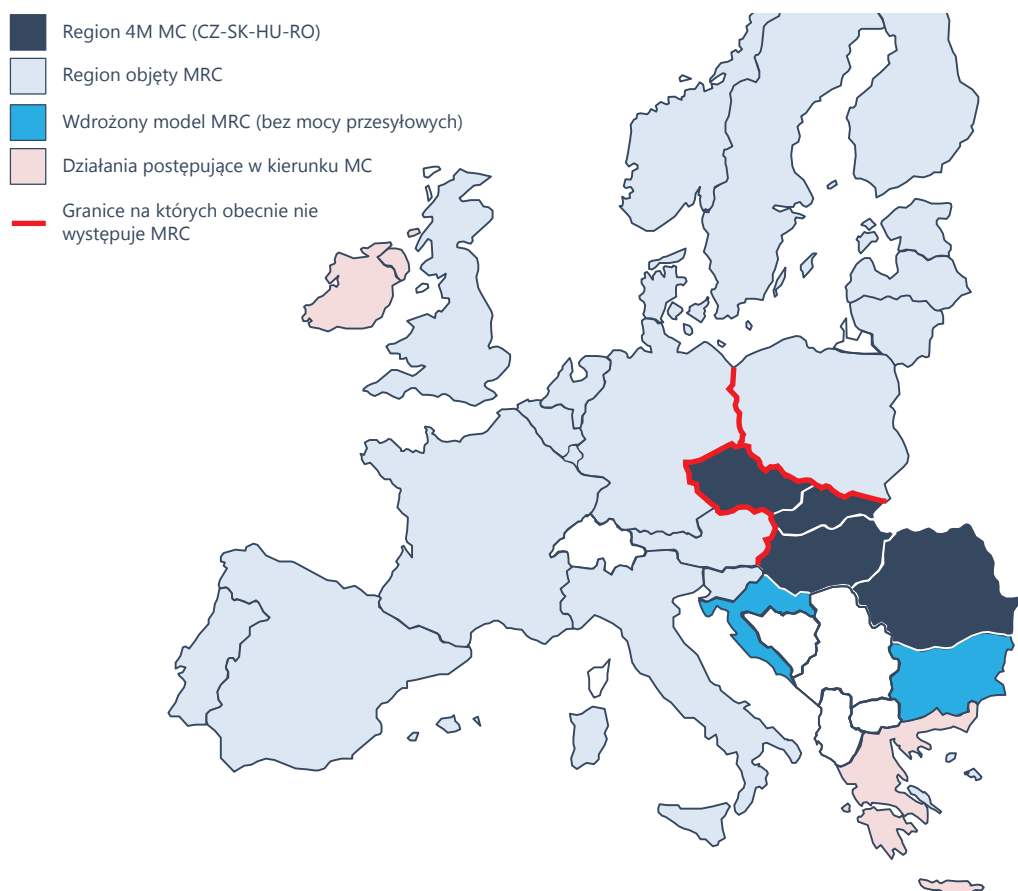
- wprowadzenie jednolitych minimalnych i maksymalnych cen na krótkoterminowych rynkach hurtowych,
- opracowanie zasad współpracy OSP oraz mechanizmów pozwalających na handel energią elektryczną między obszarami rynkowymi.

Istotnym celem Wytycznych jest określenie zasad, procedur i rozwiązań instytucjonalnych zapewniających handel energią na RDN i RDB. Zobowiązanymi do działań w tym obszarze są NEMO (ang. Nominated Electricity Market Operator) w porozumieniu z OSP i uczestnikami rynku.

Jednolity europejski rynek dnia następnego (MRC - Multi Regional Coupling) jest oparty o wspólny algorytm (PCR EUPHEMIA), którego celem jest kojarzenie ofert (zakupu/sprzedaży e.e.) z całej Europy oraz alokowanie implicite transgranicznych mocy. Algorytm oparty o zasadę cen krańcowych wyznacza jedną cenę dla danego obszaru rynkowego dla danego okresu handlowego. Obecnie w ramach MRC funkcjonują 23 kraje, a pozostałe (widoczne na poniższej grafice) są po procesie opracowania harmonogramów wdrożenia. Aktualny stan wdrożenia MRC prezentuje poniższa mapa, z której wynika, że Polska poprzez połączenia SwePol Link i LitPol Link należy do tego rynku.

Stan wdrożenia MRC

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/



Przykład 3 - Stan wdrożenia MRC oraz XBID

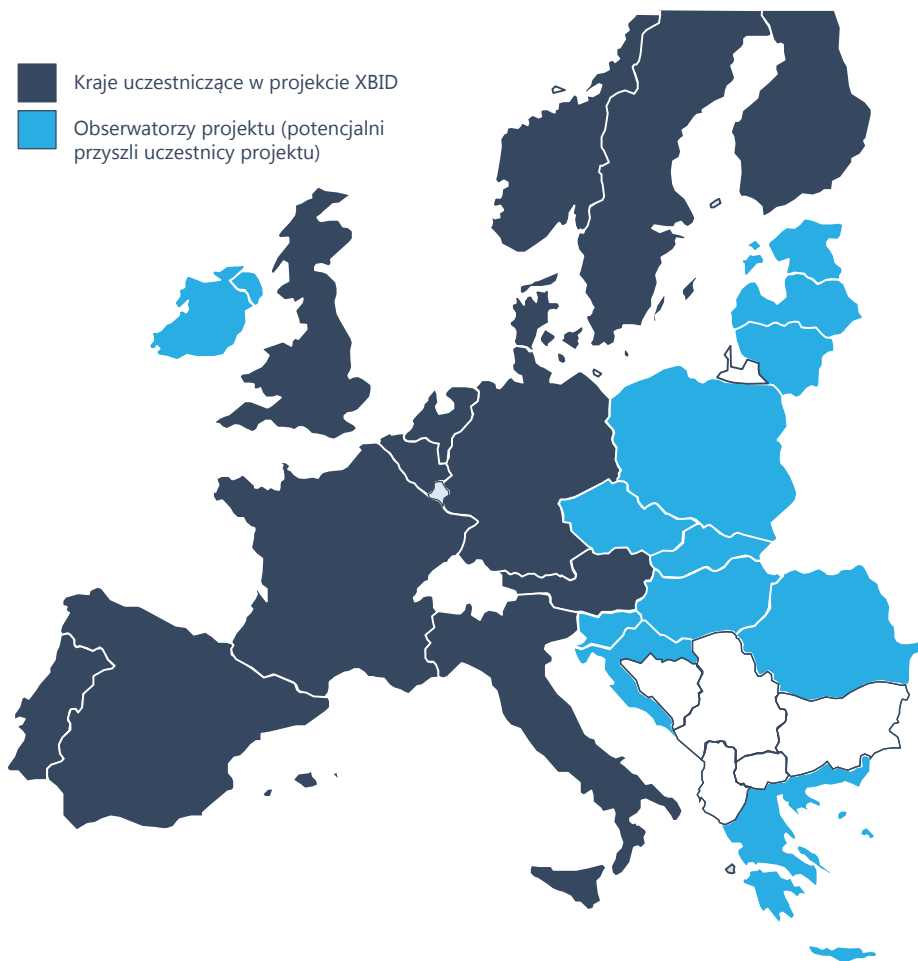
Połączenie regionów Europy Środkowo-Wschodniej i Zachodniej jest zdeterminowane postępowaniem prac w regionie Core, co warunkowane jest sine qua non decyzją ACER dotyczącą metody wyznaczania zdolności przesyłowych w tym regionie, tj. w oparciu o fizyczne rozpręwy (ang. Flow based). Obecne uzgodnienia przewidują włączenie do MRC granic polsko – niemieckiej, polsko czeskiej i polsko-słowackiej w trzecim kwartale 2019 roku.

Jednolity europejski rynek energii dnia bieżącego, oparty także o wspólny algorytm, będzie funkcjonował w oparciu o notowania ciągłe i kojarzenie ofert z poszczególnych obszarów rynkowych. Projekt XBID jako wspólna inicjatywa europejskich giełd energii, - EPEX Spot, GME, Nord Pool i OMIE oraz operatorów systemów przesyłowych - ma umożliwić budowę zintegrowanego, jednolitego, transgranicznego RDB w Europie. Fundamentem modelu XBID jest ciągły charakter sposobu prowadzenia handlu. Oznacza to, że handel jest realizowany z pomocą zorganizowanej platformy obrotu energią, gdzie uczestnicy rynku w sposób ciągły składają oferty zakupu i/lub sprzedaży (przy określonej cenie i wolumenie). Natomiast pierwszy uczestnik, który zaakceptuje daną ofertę, automatycznie zawiera transakcję po cenie oferowanej (ang. pay-as-bid) w odróżnieniu od ceny krańcowej jako ceny rozliczeniowej (ang. pay-as-cleared) charakteryzującej aukcje. Drugim charakterystycznym elementem modelu XBID jest handel transgraniczny. Odbywa się on w oparciu o dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe (wyznaczane przez OSP). Wówczas każdy uczestnik rynku widzi jedynie oferty, które są fizycznie możliwe do zrealizowania.

Obecne 14 krajów jest zaangażowanych w realizację projektu XBID, co zostało przedstawione na poniższym rysunku. Termin projektu został ustalony na II kwartał 2018 r. Z uwagi na wymagający charakter projektu towarzyszą mu ciągłe opóźnienia. Wysoki stopień jego skomplikowania przewiduje kolejne przesunięcia we wdrożeniu tego rozwiązania.

Stan wdrożenia XBID

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/

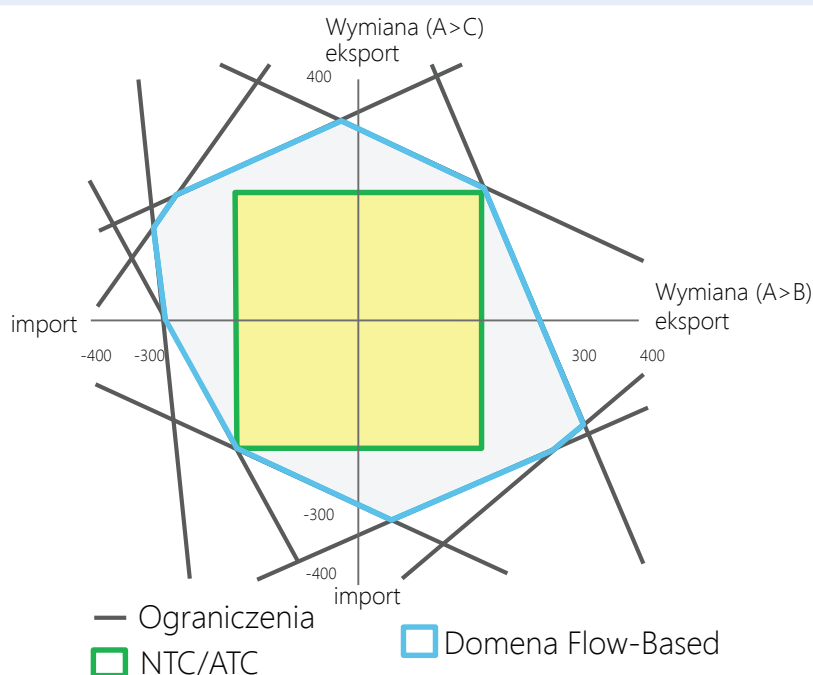


3.3.2. Metody wyznaczania zdolności przesyłowych

Wprowadzenie zharmonizowanych zasad wyznaczania zdolności przesyłowych i tym samym handlu międzyobszarowego energią elektryczną jest jednym z głównych celów Wytycznych CACM. Proponowanym przez CACM rozwiązaniem jest mechanizm alokacji tzw. Flow-Based Market Coupling (FBMC), czyli mechanizm, który w teorii umożliwia najlepsze i najbardziej efektywne ekonomicznie wykorzystanie dostępnych zdolności przesyłowych. Obecnie obowiązującym mechanizmem w Europie Środkowo-Wschodniej jest tzw. model alokacji dostępnej zdolności przesyłowej NTC lub przed wyłączeniem z niego zdolności nominowanych, określane mianem ATC (ang. Available Transfer Capacity). Wskazuje się, że nie jest to model, który w sposób najbardziej efektywny ekonomicznie dokonuje alokacji zdolności przesyłowych. Na kolejnym rysunku przedstawiono sposób działania mechanizmów Flow-Based (FB) vs. NTC/ATC.

Schemat działania FB vs. NTC

Na podstawie A. Andrzejewski, Flow-Based Market Coupling, 2017.



Jak widać na powyższym schemacie – alokacja FB pozwala na bardziej efektywne¹¹ wykorzystanie dostępnych zdolności przesyłowych. Wielkość zdolności przesyłowych - domena FB jest większa, co pozwala na wyższą alokację transgraniczną. Fundamentalną różnicą pomiędzy metodą FB a ATC/NTC jest fakt, że w przypadku ATC/NTC to OSP (głównie sąsiadujący ze sobą) decydują o dostępnych zdolnościach przesyłowych i tym samym o możliwościach handlowych między państwami. Natomiast mechanizm FB prowadzi do bardziej elastycznego i precyzyjnego sposobu alokacji zdolności, uwzględniając uwarunkowania przesyłu transgranicznego pomiędzy wieloma krajami jednocześnie. Zgodnie z Wytycznymi możliwe jest przejściowe stosowanie modelu ATC/NTC także w tych przypadkach, dla których metoda FB nie przyniesie istotnych korzyści w stosunku do ATC/NTC. Wszystkie wymienione metody są wiążące dla RDN i RDB.

Warto dodać, że w przypadku m.in. Polski obowiązujący mechanizm funkcjonuje w oparciu o metodę ATC/NTC explicite. Oznacza to, że uczestnicy rynku energii oddzielnie nabywają zdolności przesyłowe i energię elektryczną w handlu międzynarodowym. Taki mechanizm obowiązuje na granicy z Niemcami, Czechami i Słowacją, natomiast w przypadku połączeń stałoprądowych ze Szwecją i Litwą obowiązuje Market Coupling, tj. obowiązuje zasada alokacji implicate. W przypadku zastosowania FB, handel odbywałby się na zasadzie implicate jednocześnie (wspólnie) zdolnościami i energią w oparciu o metodę FB wyznaczania zdolności przesyłowych, co pozwala na ich bardziej efektywną alokację.

¹¹ W teorii pozwala na lepsze wykorzystanie. Natomiast w praktyce nie jest to jednoznaczne. Obliczenia zdolności FB pokazują, że obecnie wyznaczone wartości NTC powodują, że system pracuje poza granicami bezpiecznej pracy. Jeżeli chcemy wyznaczyć bezpieczną domenę FB, to dostępne zdolności przesyłowe są niższe niż obecnie stosowane wartości NTC.

Porównanie NTC vs. FB

Na podstawie A. Andrzejewski, Flow-Based Market Coupling, 2017 r.

		Net Transfer Capacity	Flow-Based
Wyznaczanie dostępnych zdolności przesyłowych	OSP	Obustronne ustalenia pomiędzy operatorami systemów przesyłowych	Koordinacja na poziomie regionalnym przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych
	Obliczenia zdolności przesyłowych	Dostępne przepływy handlowe (NTC) z uwzględnieniem kierunku na poszczególnych granicach	Sieć połączeń pomiędzy poszczególnymi państwami z uwzględnieniem przepływów fizycznych
Weryfikacja	Poziom weryfikacji	Dwukrotna	24-godzinna weryfikacja
Korekty długoterminowe	Poziom korekt	Korekta wielkości i kierunku na poszczególnej granicy	Korekta z uwzględnieniem sieci połączeń uwzględniającej wymianę
Alokacja dostępnych zdolności przesyłowych	Ograniczenia algorytmu MC	Ograniczenia na poszczególnych kierunkach na każdej z granic indywidualnie	Ograniczenia z uwzględnieniem sieci połączeń uwzględniającej wymianę
	Alokacja zdolności przesyłowych	Alokacja odbywa się poprzez kierunki i granice wyznaczone przez OSP	Alokacja z uwzględnieniem sytuacji rynkowej

W tym miejscu należy nadmienić, że w Europie Zachodniej (były region CWE inkorporowany do Core) już w połowie 2015 roku przyjęty został dla rynku dnia następnego mechanizm Flow-Based Market Coupling. Jednakże wdrożony mechanizm przy obecnych uwarunkowaniach rynkowych nie działa we wszystkich wypadkach w sposób efektywny ekonomicznie i technicznie¹².

Dla prawidłowego funkcjonowania FBMC bardzo ważne są precyzyjnie dobrane założenia oraz efektywnie działające i właściwie skonfigurowane obszary rynkowe. W przeciwnym razie nie będzie można mówić o efektywnie działającym mechanizmie Flow-Based Market Coupling.

¹² CREG, Study (F), 1687, Functioning and design of the Central West European day-ahead flow based market coupling for electricity: Impact of TSOs Discretionary Actions, 2017.

3.3.3. Harmonizacja cen minimalnych i maksymalnych

W kontekście kluczowych zadań do realizacji w ramach Wytycznych CACM bardzo istotny jest proces harmonizacji ograniczeń cenowych, a więc cen minimalnych i maksymalnych na RDN i RDB. Proponowane obecnie rozwiązanie, na bazie metodyki NEMO¹³, po okresie konsultacji zostało zatwierdzone przez ACER i znajduje się w okresie implementacji. Poniżej w tabeli zaprezentowano przyjęte założenia.

Porównanie ograniczeń cenowych na RDN i RDB

Opracowanie własne na podstawie decyzji ACER, 2017 r.

	Cena minimalna	Cena maksymalna
RDN	-500 EUR/MWh	3000 EUR/MWh
RDB	-9999 EUR/MWh	9999 EUR/MWh

Obecnie obowiązujące ceny minimalne i maksymalne w Polsce to odpowiednio 70 PLN/MWh i 1500 PLN/MWh. Ograniczenia cenowe wynikają z IRiESP i obowiązują one oficjalnie na rynku bilansującym, a nie na rynkach krótkoterminowych. Należy się spodziewać, że po wprowadzeniu nowych rozwiązań istotnie wzrosną wartości ograniczeń cenowych na rynku energii. Warto dodać, że przedstawione powyżej wartości mogą ulec (nieodwracalnej) zmianie. Według nowej propozycji ograniczeń cenowych zaimplementowany został tzw. mechanizm dostosowania, - w przypadku osiągnięcia progu cenowego (60% danego minima lub maksima cenowego) zwiększana będzie ich wartość o odpowiednio 1000 EUR/MWh.

Przykład 4. Mechanizm dostosowania do nowego programu cenowego

W danym obszarze rynkowym w UE (dany kraj lub obszar rynkowy) oraz w danej jednostce czasu cena na RDN wyniosła 2000 EUR/MWh (ponad 60% maksima cenowego dla RDN=3000 EUR/MWh). Wówczas cena maksymalna na RDN zostaje dostosowana do poziomu 4000 EUR/MWh. Zmiana następuje w ciągu 5 kolejnych tygodni od opisanego zdarzenia.

¹³ All Nemos proposal for harmonized maximum and minimum clearing prices for single day ahead coupling in accordance with articles 41 (1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, All Nemos proposal for harmonized maximum and minimum clearing prices for single intraday day coupling in accordance with articles 54 (2) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

3.3.4. Konfiguracja obszarów rynkowych

Konfiguracja obszarów rynkowych to kolejne ważne zagadnienie poruszone w Wytocznych CACM. Prawidłowe określenie obszarów rynkowych w regionie jest warunkiem koniecznym do pełnego wykorzystania potencjału FBMC. Obszar rynkowy to obszar geograficzny, w którym uczestnicy rynku energii elektrycznej mogą handlować energią bez potrzeby alokacji zdolności przesyłowej. Innymi słowy, w takim obszarze składane są zlecenia i możliwe jest wyznaczenie jednolitej ceny rynkowej energii dla określonej godziny lub grupy godzin na rynku RDN lub RDB bez konieczności uwzględniania ograniczeń dostępnej zdolności przesyłowej. Warto zauważyć, że w większości krajów europejskich m.in. w Polsce czy Francji obszar rynkowy jest tożsamy z obszarem danego państwa, który w pewnych przypadkach nie odzwierciedla rzeczywistych ograniczeń cenowych. Występują również państwa takie, jak Szwecja, Norwegia czy Włochy, które posiadają wewnątrz kraju kilka obszarów rynkowych.

Obszary rynkowe w Europie

Na podstawie Ofgem, 2014 r.



Zgodnie z Wytycznymi CACM proces konfiguracji obszarów rynkowych składa się z dwóch etapów. W pierwszym, uczestniczący w procesie rekonfiguracyjnym OSP opracowują założenia i metody oceny, które następnie wykorzystane są w procesie przeglądu, w tym m.in. do stworzenia modelu analitycznego do wyznaczenia odpowiedniego kształtu obszarów rynkowych w UE. Ponadto, na tym etapie procesu OSP, przedstawiają alternatywne scenariusze (analityczne i/lub eksperckie), które następnie poddawane są ocenie. W drugim etapie OSP dokonują porównania scenariusza bazowego z wybranymi scenariuszami alternatywnymi. Do końca drugiego etapu, tj. piętnaście miesięcy od daty podjęcia decyzji o starcie projektu, OSP przedstawiają tzw. rekomendacje na temat utrzymania lub zmiany obecnie obowiązującej konfiguracji obszarów rynkowych. W finalnej fazie procesu państwa członkowskie, których dotyczy proces oceny konfiguracji obszarów rynkowych, w terminie sześciu miesięcy muszą osiągnąć porozumienie w zakresie utrzymania lub zmiany obecnie obowiązującej konfiguracji zgodnie z wydaną rekomendacją.

Kluczowe cele procesu rekonfiguracji obszarów rynkowych

- Ocena efektywności obszarów rynkowych w Europie, w szczególności z perspektywy dobrobytu społecznego.
- Przedstawienie alternatywnych scenariuszy zarówno analitycznych, jak i eksperckich w zakresie nowych konfiguracji obszarów rynkowych w Europie.
- Ocena alternatywnych scenariuszy z wykorzystaniem modelu ENTSO-E.
- Wydanie rekomendacji dot. utrzymania obecnie obowiązującego modelu obszarów rynkowych w UE lub jego zmiany.

W przeprowadzonym ostatnio procesie oceny konfiguracji obszarów rynkowych w Europie rozpatrywano jedynie obszar Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie zaproponowano pięć scenariuszy oceny, w tym jeden scenariusz bazowy.

Scenariusze podziału obszarów rynkowych

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/



Wobec przedstawionych scenariuszy, operatorzy systemów przesyłowych w ramach ENTSO-E dokonują przeglądu konfiguracji obszarów rynkowych w oparciu o kryteria opisane poniżej:

- Bezpieczeństwa sieci
 - Zdolność konfiguracji obszarów rynkowych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu i bezpieczeństwa dostaw.
 - Zakres niepewności w wyznaczaniu transgranicznych zdolności przesyłowych.
- Ogólnej efektywności rynku
 - Każda zmiana dodatnia lub ujemna efektywności ekonomicznej wynikająca ze zmiany konfiguracji.
 - Szerokorozumiana efektywność rynku, w tym koszty zapewniania gwarancji zdolności przesyłowych, płynność rynku, koncentracja na rynku i siła rynkowa, ułatwienie efektywnej konkurencji, sygnały cenowe dot. budowy infrastruktury i pewność sygnałów cenowych.
 - Koszty transakcji i transformacji.
 - Koszty budowy nowej infrastruktury.
 - Zapewnienie realnego wyniku rynkowego bez stosowania na szeroką skalę nieefektywnych ekonomicznie działań zaradczych.
 - Wszelkie negatywne skutki transakcji wewnętrznych dla innych obszarów rynkowych.
 - Wpływ na funkcjonowanie i efektywność mechanizmów bilansujących oraz procesy rozrachunków niezbilansowania.
- Stabilność i trwałość obszarów rynkowych
 - Konieczność zapewnienia wystarczającej stabilności i trwałości obszarów rynkowych w dłuższej perspektywie.
 - Konieczność zapewnienia spójności obszarów rynkowych w odniesieniu do wszystkich przedziałów czasowych wyznaczania zdolności przesyłowych.
 - Konieczność, aby każda jednostka wytwórcza i każda jednostka dystrybucyjna należała wyłącznie do jednego obszaru rynkowego w odniesieniu do każdego podstawowego okresu handlowego.
 - Lokalizacja i częstotliwość ograniczeń, jeśli ograniczenia strukturalne mają wpływ na wytyczanie obszarów rynkowych, uwzględniając przyszłe inwestycje, które mogą zmniejszyć istniejące ograniczenia.

W tabeli przedstawiono ocenę proponowanych scenariuszy alternatywnych (względem scenariusza bazowego, który obecnie obowiązuje) m.in. z punktu widzenia płynności na rynku energii elektrycznej, ze szczególnym naciskiem na potencjalną sytuację w Polsce.

Scenariusz	Ocena scenariusza
Podział obszaru rynkowego Niemcy – Austria	• Mniejszy poziom przepływów nieplanowanych (przy zachowaniu odpowiednich warunków podziału). • Presja na spadek cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, ze względu na wzrost wymiany handlowej oraz importu energii. • Wyższa stabilność systemu elektroenergetycznego Polski. • Wzrost wymiany handlowej Polski z Niemcami, Czechami oraz Słowacją.
Podział „dużych krajów” v.1/v.2	• Wpływ zależny od dokładnego umiejscowienia poszczególnych elektrowni. • Potencjalny spadek hurtowych cen energii elektrycznej w części zachodniej Polski oraz wzrost hurtowych cen energii elektrycznej w części wschodniej. • Zmiana obecnego profilu produkcji jednostek.
Połączenie „małych krajów”	• Brak istotnych zmian na rynku energii w Polsce. • Możliwe zwiększenie płynności na rynku terminowym w krajach „łączonych” w jeden obszar rynkowy.

Co może dziwić, w ramach ostatnio przeprowadzonej przez europejskich OSP analizy¹⁴, nie wykazano jednoznacznych korzyści w zakresie rekonfiguracji obszarów rynkowych i rekomendowano pozostawienie ich bez zmian.

¹⁴ENTSO-E, First Edition of the bidding zone review, https://consultations.entsoe.eu/markets/first-edition-bidding-zone-review/supporting_documents/Final%20report%20for%20public%20consultation_090218.pdf (data: 05.02.2018 r.).

Przykład 5. Wpływ podziału obszarów rynkowych w kontekście płynności na rynkach krótko i długoterminowych

Podział obszarów rynkowych może mieć ograniczony wpływ na RDN i RDB, ale zdecydowanie większe znaczenie ma w przypadku rynku terminowego czy dla ogólnie rozumianego zabezpieczania pozycji uczestników rynku. Płynność na rynku hurtowym nie zależy jedynie od konfiguracji obszarów rynkowych, ale również od struktury danego rynku, siły rynkowej, koncentracji na rynku, wielkości zapotrzebowania i produkcji w danym obszarze rynkowym. Dla przykładu, na rynku skandynawskim wykorzystywane są rozwiązania pozwalające na zabezpieczenie pozycji uczestników rynku mimo mniejszych obszarów rynkowych, co pozytywnie wpływa na płynność i efektywność rynku długoterminowego przy zachowaniu płynności na rynku krótkoterminowym. Chodzi tutaj m.in. o to, że znaczna część handlu odbywa się w tzw. hubach handlowych obejmujących więcej niż jeden obszar rynkowy. Co więcej, rynek nordycki już od 2000 roku ma swój własny produkt standardowy dla zabezpieczania różnic cenowych pomiędzy obszarami rynkowymi, tzw. EPAD (ang. electricity area price differential). Kontrakt pozwala na zabezpieczenie pozycji względem nordyckiej ceny systemowej (nie występuje w innych częściach Europy). Warto dodać, że EPAD jest kontraktem czysto finansowym, nieuwzględniającym kierunku przepływu mocy na danym połączeniu.

Z punktu widzenia Polski, najbardziej istotnym podziałem może okazać się podział obszaru rynkowego Niemcy-Austria¹⁵/lub podział samych Niemiec na dwa odrębne obszary rynkowe. Może to wpłynąć na minimalizację przepływów nieplanowych, umożliwiając oferowanie większych zdolności w regionie Core i tym samym harmonizację przepływów w Europie oraz wzrost dobrobytu społecznego w rozumieniu maksymalizacji nadwyżki ekonomicznej wytwórców i odbiorców oraz przychodów z ograniczeń sieciowych pomniejszonych o koszty środków zaradczych, o których mowa dalej w podpunkcie 3.3.6 niniejszego opracowania.

3.3.5. Wyznaczony operator rynku energii elektrycznej

Wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (NEMO) to podmiot wyznaczony przez właściwy organ (w Polsce jest to URE) do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego¹⁶. Należy również pod tym pojęciem rozumieć zadania, które dany NEMO musi zrealizować w ramach Wytycznych CACM.

Do głównych zadań i celów NEMO należy zaliczyć:

- Prowadzenie jednolitego mechanizmu łączenia europejskich rynków energii dnia następnego i/lub rynków dnia bieżącego dla przynajmniej jednego obszaru rynkowego.
- We współpracy z innymi NEMO rozwój i utrzymanie algorytmów, systemów i procedur związanych z transgranicznym mechanizmem łączenia rynków.
- Przetwarzanie otrzymanych danych wejściowych dot. dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych.
- Efektywną alokację transgranicznych zdolności przesyłowych w miejscach ograniczeń przesyłowych.

¹⁵ Podział został już zatwierdzony przez ACER w ramach innego procesu związanego z Wytycznymi, tj. CCR (więcej w rozdziale o Wytycznych FCA).

¹⁶ Artykuł 2(23) Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego Wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM).

W tym miejscu warto zaznaczyć, że w zależności od uwarunkowań rynkowych i regulacyjnych w różnych państwach Europy wprowadzone zostały inne możliwości współpracy NEMO na obszarze danego państwa. Poniżej zaprezentowano sytuację w Europie odnośnie funkcjonowania danego NEMO na wskazanym obszarze państw członkowskich.

NEMO w Europie

Na podstawie materiałów ACER,

acer.europa.eu/en/Electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO-Designations.aspx



Kto jest NEMO w Polsce	- W Polsce mianowano trzech NEMO: TGE, EPEX Spot oraz NordPool. - Działania NEMO dotyczą rynku Day - Ahead oraz Intraday. - EPEX Spot i NordPool pełnią obowiązki NEMO w swoich regionach (region nie musi oznaczać kraju).
Rodzaje NEMO	- Funkcjonują dwa rodzaje NEMO: nominowany np. TGE i paszportowy np. EPEX Spot i NordPool w Polsce. - NEMO nominowany musi przejść cały proces uzyskania statusu NEMO, w kraju, w którym ubiega się o działanie. - NEMO paszportowy pełni funkcję NEMO nominowanego w swoim kraju i otrzymuje zgodę na działanie w innym kraju członkowskim.
Termin rozpoczęcia działania EPEX i NordPool w Polsce	- Na chwilę obecną działania EPEX Spot i NordPool na terenie Polski są wstrzymane ze względu na brak implementacji przyjętego przez URE (opracowało PSE) Multi-NEMO Arrangements (MNA). - MNA jest to dokument, który musi sporządzić OSP, ponieważ reguluje w jaki sposób będą podzielone między giełdami przepływy na granicach. Przewidywany termin implementacji MNA to połowa 2018 roku (możliwe są jednak opóźnienia).
Działania NEMO i obsługa Market Coupling	- NEMO może działać w ramach Rynku Dnia Następnego (RDN) oraz Rynku Dnia Bieżącego (RDB). W ramach RDN organizowana jest jedna aukcja dzienna, a w przypadku RDB transakcje są zawierane w sposób ciągły. - Market Coupling dla dnia następnego obsługiwany jest za pomocą platformy PMB (PCR Matcher Broker), która służy każdej giełdzie do składania zleceń (TGE, EPEX Spot i NordPool zbiera zlecenia i wysyła do PMB). Po zebraniu wszystkich zleceń wykonywany jest fixing (aukcja) i za pomocą PMB każda z giełd otrzymuje wyniki.
Wpływ na uczestników rynku	- Zwiększenie konkurencyjności pomiędzy giełdami, wpływające na zmniejszenie opłat transakcyjnych. - Kreowanie rozwiązań zachęcających uczestników do aktywności na rynku i prowadzących do zwiększenia jego płynności.

3.3.6. Redispatching i Countertrading

W Europie istnieją tzw. obszary rynkowe, co w uproszczeniu oznacza, że sieć znajdująca się na danym obszarze rynkowym stanowi tzw. miedzianą płytę, czyli nie występują na nim ograniczenia sieciowe. Ograniczenia mocy przesyłowej na połączeniach są brane pod uwagę jedynie podczas wymiany handlowej pomiędzy poszczególnymi obszarami rynkowymi.

Nie uwzględnianie ograniczeń sieciowych w poszczególnych obszarach rynkowych jest znaczącym uproszczeniem. Nie bierze się bowiem wówczas pod uwagę wewnętrznych obciążeń sieci wynikających z zawartych w ramach danego obszaru rynkowego kontraktów handlowych. W sytuacji dynamicznego rozwoju produkcji energii z OZE w ciągu ostatnich lat, wewnętrzne (w ramach danego obszaru rynkowego) ograniczenia przesyłowe stały się problemem w wielu regionach Europy, wpływając na zmienny charakter handlu transgranicznego.

Narzędziami (działaniami) zaradczymi OSP w tym zakresie są przede wszystkim redispatching i countertrading. Powyższe pojęcia można zdefiniować jako:

- Redispatching (redysponowanie) – środek uruchamiany przez jednego lub kilku operatorów systemów poprzez zmianę schematu wytwarzania lub obciążenia w celu zmiany fizycznych przepływów w ramach systemu przesyłowego i zmniejszenia ograniczeń.
- Countertrading (zakupy przeciwne, kontrzakup) – międzystrefowa wymiana zainicjowana przez operatorów systemów między dwoma obszarami rynkowymi w celu zmniejszenia ograniczeń¹⁷.

¹⁷ Podsumowanie stanowiska polskich sieci elektroenergetycznych S.A.
https://www.pse.pl/documents/20182/35028209/Stowarzyszenie_PSE_dot_Modelu_rynku_energii_elektrycznej.pdf
(data: 09.02.2018 r.).

Wytyczne CACM postulują, że wycenę redispatchingu i countertradingu powinno dokonać się w oparciu o:

- ceny na właściwych rynkach energii elektrycznej w odpowiednim przedziale czasowym lub
- koszty zasobów w zakresie tych narzędzi, które obliczono w sposób przejrzysty na podstawie poniesionych kosztów.

Istotną kwestią w przypadku działań zaradczych jest obciążenie kosztami podmiotów odpowiedzialnych za powstałe ograniczenia sieciowe i inne anomalie uniemożliwiające płynną i efektywną alokację zdolności przesyłowych pomiędzy obszarami rynkowymi w myśl tzw. zasady polluter pays.

3.4. Podsumowanie

Przed...	...i po wdrożeniu Wytycznych CACM
Brak spójnych zasad wyznaczania zdolności przesyłowych pomiędzyobszarami rynkowymi na RDN i RDB.	Harmonizacja zasad wyznaczania zdolności przesyłowych pomiędzy obszarami rynkowymi na RDN i RDB.
Wyznaczanie dostępnych zdolności przesyłowych najczęściej w oparciu o metodykę NTC oraz w ramach aukcji typu explicite.	Wyznaczanie dostępnych zdolności przesyłowych w oparciu o metodykę Flow-Based Market Coupling i aukcje typu implicit.
Obszary rynkowe w większości przypadków pokrywające się z granicami poszczególnych państw członkowskich.	Obszary rynkowe wyznaczane i cyklicznie weryfikowane w oparciu o analizę scenariuszową, uwzględniającą bezpieczeństwo pracy systemu.
Brak spójnych zasad w zakresie ceny minimalnej i maksymalnej na RDN i RDB	Harmonizacja zasad na RDN i RDB w Europie. Obecnie implementacja cen minimalnych i maksymalnych na RDN i RDB wraz z dynamicznym mechanizmem dostosowawczym.
Obrót giełdowy w ramach RDN i RDB prowadzony przez podmioty krajowe. W wielu przypadkach ograniczona konkurencja i niska płynność.	Nominowany operator lub operatorzy rynku energii elektrycznej. Zadania przypisane NEMO obejmują alokację mocy przesyłowych oraz prowadzenie obrotu energią elektryczną na RDN i RDB. Wzrost konkurencji w segmencie giełdowym na RDN i RDB.
Brak harmonizacji zasad w zakresie redispatchingu i countertradingu.	Harmonizacja zasad w zakresie redispatchingu i countertradingu w oparciu o zasadę wzrostu dobrobytu społecznego.

Wytyczne CACM redefiniują architekturę RDN i RDB w zakresie metod wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Ich podstawowym celem jest harmonizacja i integracja rynków energii w Europie w celu wzrostu ich konkurencyjności. Istotnym elementem Wytycznych CACM jest również integracja w systemie energetycznym odnawialnych źródeł energii. W celu bardziej efektywnej koordynacji tego procesu powołano wyznaczonych operatorów rynków energii elektrycznej, którzy odpowiedzialni są za wykonywanie zadań związanych z łączeniem rynków RDN i RDB, przejmując i rozszerzając w ten sposób zakres działań towarowych giełd energii.

W ramach Wytycznych CACM, opisano metodykę i narzędzia służące wypracowaniu spójnych zasad wyznaczania zdolności i alokacji przesyłowych, tj. Flow-Based Market Coupling i sprzyjające uwolnieniu potencjału istniejącej i przyszłej infrastruktury przesyłowej. W ramach Wytycznych CACM, podjęto również jeden z kluczowych tematów prawidłowej konfiguracji obszarów rynkowych, niezbędny do efektywnego działania FBMC. Należy podkreślić, że z uwagi na polityczne uwarunkowania, proces ten ma bardzo sensytywny charakter i dotychczas nie funkcjonował w sposób optymalny, a jego rezultat w przyszłości będzie zależał od skuteczności działań OSP i regulatorów na szczeblu europejskim. Wszystkie działania opisane w Wytycznych CACM sprzyjają integracji, rozwojowi, konkurencji i płynności na rynkach energii elektrycznej. Uczestnicy rynku muszą być gotowi na zmiany w funkcjonowaniu połączonych rynków energii, m.in. takich jak uwolnienie lub istotny wzrost cen minimalnych i maksymalnych na RDN i RDB, niezbędnych elementów do prawidłowej wyceny dostępnych mocy w systemie energetycznym.

Zmiany powinny być realizowane w oderwaniu od politycznych priorytetów i interesów poszczególnych państw członkowskich, natomiast z uwzględnieniem i poszanowaniem kryteriów oraz zasad bezpiecznej pracy systemów energetycznych.

4. Wytyczne EBGL i SOGL

Ostatni rozdział raportu dotyczy obszaru rynku bilansującego energii elektrycznej. W przeciwieństwie do pozostałych perspektyw czasowych, tj. rynku długoterminowego, rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego, w których prowadzony jest handel energią elektryczną, rynek bilansujący regulują dwa rozporządzenia Komisji Europejskiej - Wytyczne EBGL¹⁸ i SOGL¹⁹. Wynika to z faktu, że bilansowanie odbywa się w czasie rzeczywistym, w związku z czym zasady harmonizacji rynków bilansujących nie mogą odbywać się bez ścisłego powiązania z kwestiami związanymi z bezpieczeństwem i operacyjnym prowadzeniem pracy systemów przesyłowych. W związku z powyższym, konieczne jest powiązanie aspektów fizycznych (technicznych) i rynkowych (finansowych) w obecnym podejściu do tworzenia wspólnego paneuropejskiego rynku energii elektrycznej. Warto dodać, że dopiero Kodeksy Sieci i Wytyczne warunkują prawidłowe funkcjonowanie rynku bilansującego, jako połączenia aspektów technicznych z rynkowymi.

4.1. Cel i harmonogram Wytycznych EBGL i SOGL

4.1.1. Cel, zakres i obszar oddziaływania Wytycznych EBGL

Wytyczne EBGL regulują perspektywę czasową rynku, która jest najbliższa czasu rzeczywistego, czyli rynek bilansujący. Zawarte zapisy w Wytycznych EBGL regulują zasady zakupu mocy bilansującej, aktywacji energii bilansującej czy też rozliczeń finansowych w tym zakresie. Ponadto, Wytyczne EBGL powołują europejskie platformy wymiany energii bilansującej i definiują zasady dot. międzyobszarowej wymiany energii, jak i mocy bilansującej.

Zakres Wytycznych EBGL

Na podstawie materiałów PSE, www.pse.pl/informacje-ogolne

Cel	• Integracja rynków bilansujących i promowanie wymiany usług bilansujących. • Rynkowe pozyskiwanie usług bilansujących. • Zwiększanie efektywności bilansowania w europejskich i krajowych rynkach bilansujących. • Poprawa konkurencji, niedyskryminacji, płynności oraz transparentności na rynkach bilansujących. • Ułatwienie funkcjonowania innych segmentów rynku energii. • Usunięcie barier wejścia oraz zaburzeń działania rynku. • Efektywna praca i rozwój systemu przesyłowego oraz sektora energetycznego UE. • Wsparcie udziału strony popytowej oraz OZE w RB.
Zakres przedmiotowy	• Zdefiniowanie ról i zadań na rynku bilansującym. • Ustanowienie europejskich platform wymiany energii bilansującej. • Określenie zharmonizowanych zasad pozyskania, aktywowania i wymiany usług bilansujących. • Wyznaczanie i alokacja zdolności przesyłowych na potrzeby wymiany usług bilansujących. • Wycena i rozliczanie usług bilansujących. • Raportowanie i publikacja danych.
Obszar oddziaływania wytycznych	• Operatorzy systemów przesyłowych. • Konieczność zmian i harmonizacji zasad funkcjonowania rynków bilansujących. • Zaprojektowanie i implementacja europejskich platform wymiany energii bilansującej. • Konieczność opracowania wielu warunków i metod szczegółowych. • Operator Systemu Dystrybucyjnego. • Udział w procesie bilansowania systemu. • Dostarczanie danych, określanie możliwego poziomu aktywacji. • Organ Regulacyjny (NRA). • Zatwierdzanie warunków i metod szczegółowych. • Uczestnicy rynku. • Zmiana zasad funkcjonowania RB, zmiana zasad rozliczania niezbilansowania. • Otwarcie rynku bilansującego na wymianę transgraniczną.
Termin wejścia w życie	• 18.12.2017 r.

¹⁸ Wytyczne dot. Bilansowania, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0006.01.ENG&toc=OJ:L:2017:312:TOC (dostęp: 05.02.2018 r.).

¹⁹ Wytyczne dot. pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.220.01.0001.01.ENG&toc=OJ:L:2017:220:TOC (dostęp: 05.02.2018 r.).

Zakres Wytycznych SOGL

Na podstawie materiałów PSE, www.pse.pl/informacje-ogolne

Cel	• Określenie wytycznych w celu zagwarantowania bezpieczeństwa pracy, jakości częstotliwości oraz efektywnego wykorzystania połączonego systemu i zasobów. • Harmonizacja zasad pracy systemu w odniesieniu do OSP, OSD oraz znaczących użytkowników sieci (SGU). • Zapewnienie klarownych ram prawnych dla pracy systemów, ułatwienia obrotu energią elektryczną, zapewnienie bezpieczeństwa systemu, zapewnienia dostępności i wymiany danych pomiędzy OSP i zainteresowanymi stronami, ułatwienia integracji OZE, bardziej efektywnego wykorzystania sieci oraz zwiększenia konkurencji.
Zakres przedmiotowy	• Wymogi i zasady dot. bezpieczeństwa pracy. • Zasady i zakres odpowiedzialności dot. koordynacji i wymiany danych pomiędzy OSP, OSD oraz SGU w zakresie planowania operacyjnego oraz pracy w czasie zbliżonym do rzeczywistego. • Zasady szkoleń i certyfikacji pracowników OSP. • Wymogi w zakresie koordynacji wyłączeń. • Wymogi w zakresie opracowywania grafików wymiany pomiędzy obszarami regulacyjnymi (pomiędzy OSP). • Zasad określania ram dot. wymiarowania rezerw oraz regulacji mocy i częstotliwości (LFC-R).
Obszar oddziaływania wytycznych	• OSP. • OSD. • Znaczący użytkownicy sieci (SGU). • Istniejący i nowi wytwórcy (B,C oraz D). • Istniejące i nowe instalacje odbiorcze przyłączone do systemu przesyłowego. • Istniejące i nowe zamknięte systemy dystrybucyjne przyłączone do systemu przesyłowego. • Istniejące i nowe instalacje odbiorcze, zamknięte systemy dystrybucyjne i osoby trzecie, pełniące usługi w zakresie zarządzania stroną popytową bezpośrednio dla OSP. • Dostawcy usługi redispatchingu i rezerwy czynnej. • Istniejące i nowe instalacje HVDC.
Termin wejścia w życie	• 14.09.2017 r.

4.1.4. Harmonogram wdrożenia Wytycznych SOGL

Zgodnie z przepisami prawa, Wytyczne SOGL weszły w życie we wrześniu 2017 r. Data ta była jednocześnie momentem rozpoczęcia szeregu prac mających na celu, zgodne z terminem realizowanie poszczególnych zadań wynikających z Wytycznych. Implementacja zapisów Rozporządzenia jest na bardzo wczesnym etapie, ze względu na jego niedawną publikację. W związku z powyższym, w przedstawionym harmonogramie znaleźć można wszystkie kluczowe działania w ramach Wytycznych SOGL i ich szacowaną datę implementacji w zakresie dotyczącym rynku bilansującego.

Harmonogram Wytycznych SOGL

Na podstawie materiałów ENTSO-E, www.electricity.network-codes.eu/network_codes/

Kluczowe implementowane działania	2018												2019											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Wymiana danych																								
Wspólne modele sieci																								
Koordinacja analiz bezpieczeństwa																								
Koordinacja wyłączeń																								
Metodyki w umowach operacyjnych																								
Propozycje bloków regulacji częstotliwości (LFC)																								
Analiza CBA: okres dostępności FCR w stanach alarmowych																								

4.2. Powiązanie Wytycznych EBGL i SOGL

W sprawnie działającym systemie elektroenergetycznym popyt i podaż powinny równoważyć się w każdej chwili tj. częstotliwość pracy systemu powinna być utrzymywana na poziomie 50 Hz (dla rejonu europejskiego). Obecnie każdy OSP jest odpowiedzialny za bilansowanie systemu w czasie rzeczywistym tylko na swoim obszarze. Stosowane przez poszczególnych OSP mechanizmy bilansowania, w tym metody aktywacji energii bilansującej, nie są zharmonizowane w ramach UE. Wytyczne EBGL wprowadzają podział systemów energetycznych na:

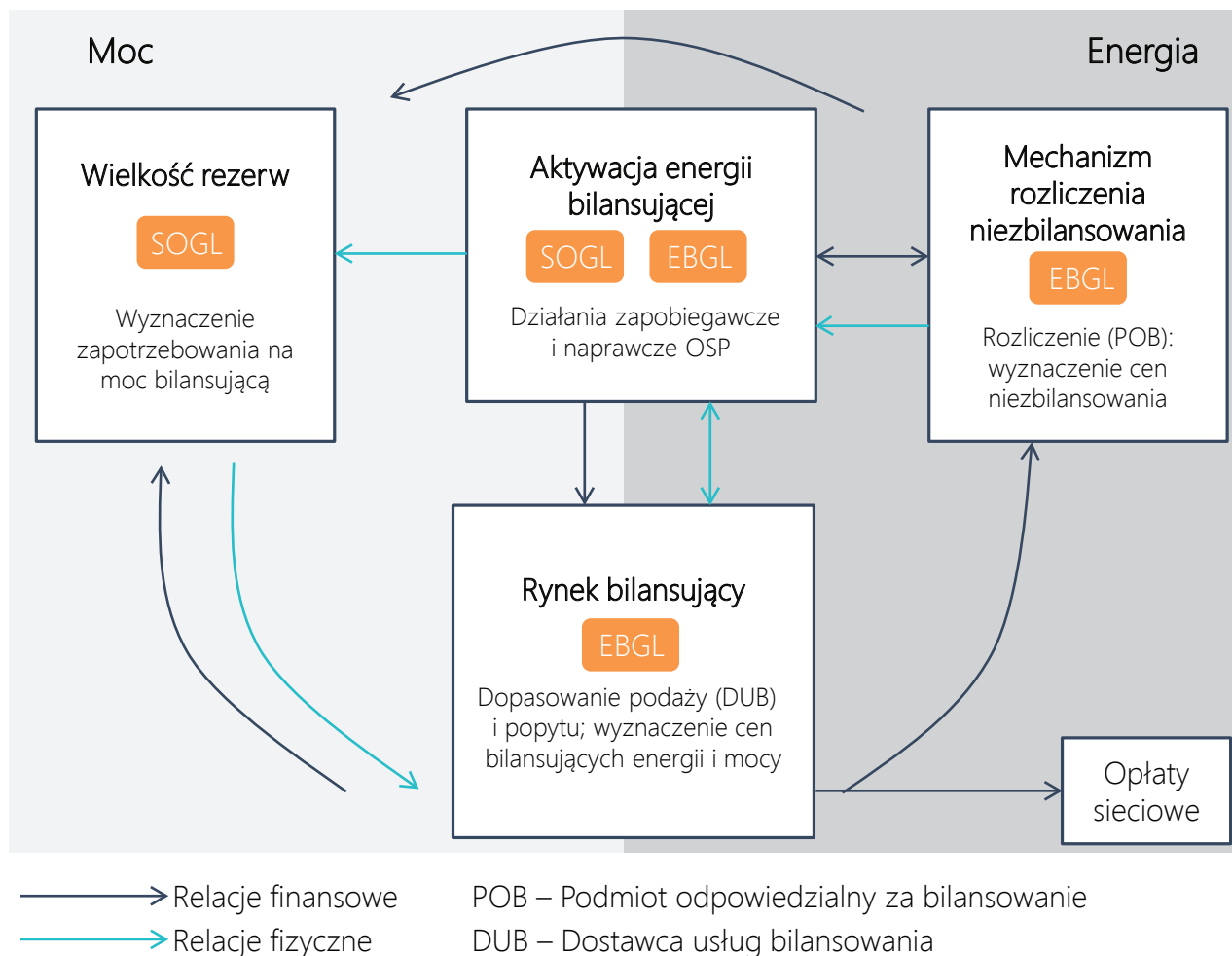
- oparte na modelu samodzielnego dysponowania (ang. self-dispatch), w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także rozdział zakładów wytwarzania oraz instalacji odbiorczych są ustalane przez podmioty opracowujące grafiki tych zakładów lub instalacji;
- oparte na modelu centralnego dysponowania (ang. central-dispatch), w którym grafiki wytwarzania i grafiki zużycia energii, a także rozdział zakładów wytwarzania oraz instalacji odbiorczych są ustalane przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania, tj. procesu w którym OSP jednocześnie realizuje bilansowanie, pozyskiwanie rezerw oraz zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi.

Wytyczne SOGL dotyczą głównie aspektów harmonizacji typów rezerw, strategii aktywacji energii bilansującej w czasie rzeczywistym oraz określenia wielkości rezerw. Cztery typy rezerw zdefiniowane w Wytycznych SOGL, czyli rezerwa stabilizacji częstotliwości (FCR – Frequency Containment Reserves) – rezerwa pierwotna, rezerwy automatycznej i manualnej odbudowy częstotliwości (aFRR – i mFRR - Frequency Restoration Reserves) – rezerwa wtórna oraz rezerwy zastępcze (RR- Replacement Reserves) – rezerwa trójna, które różnią się między sobą szybkością odpowiedzi oraz czasem trwania, zajmują istotne miejsce w Wytycznych EBGL. W Wytycznych EBGL wyznaczone są również reguły ich pozyskiwania oraz aktywacji i wymiany energii pochodzącej z tych rezerw na wspólnotowych platformach obrotu energią bilansującą. Dodatkowo, Wytyczne EBGL ustanawiają obejmujące całą UE przepisy techniczne, operacyjne i rynkowe służące zarządzaniu funkcjonowaniem rynków bilansujących. Pełne wdrożenie zintegrowanego rynku usług bilansujących zawartych w Wytycznych EBGL ma na celu zapewnienie optymalnego zarządzania europejskim systemem przesyłowym energii elektrycznej i jego skoordynowaną pracę, przy jednoczesnym wsparciu realizacji unijnych celów

dotyczących wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych, a także zapewnieniu korzyści odbiorcom.

Fizyczne i finansowe aspekty RB (powiązanie Wytycznych EBGL i SOGL)

Na podstawie Hirth L., Ziegenhagen I., „Balancing power and variable renewables: Three links”



W swoich założeniach Wytyczne EBGL i SOGL są fundamentem do powstania jednolitego, europejskiego katalogu usług bilansujących, a w konsekwencji jednolitego rynku handlowego i technicznego służącego do zakupu i rozliczeń produktów bilansujących. Dodatkowym atutem wdrożenia takiego rozwiązania będzie efekt synergii, który zakłada, że sumaryczna ilość rezerw, które muszą być zapewnione w poszczególnych krajach jest wyższa od ilości rezerw, które należy zapewnić w jednym, europejskim modelu (z uwzględnieniem możliwości wymiany transgranicznej). Przełoży się to na niższy ogólny koszt bilansowania połączonych systemów elektroenergetycznych i wzrost konkurencyjności świadczenia usług systemowych przy utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw energii na wymaganym poziomie.

Należy pamiętać, że przyjęty model rynku bilansującego determinuje zachowania uczestników na innych krótkoterminowych rynkach energii. Przykładem tego stanu są m.in. zmienne ceny niebilansowania, które wpływają na rozwój rynku dnia bieżącego, a duże wymagania co do utrzymywania rezerw mogą zmniejszać zmienność cen na RB, a w konsekwencji także podaż energii na rynkach krótkoterminowych ogółem.

Integracja rynków bilansujących powinna doprowadzić do znacznego spadku kosztów bilansowania o nawet, jak szacuje ACER²⁰, 3 mld EUR rocznie – liczone jako efekt teoretyczny pełnej integracji rynków w perspektywie roku 2030. Niemniej, złożoność i rozwinięte narodowe podejścia do kwestii bilansowania czynią ten proces wysoce skomplikowanym. W przeciwieństwie do rynków RDN i RDB nie tylko produkty i bramki czasowe muszą być zharmonizowane. Dla rynków bilansujących istotne jest też dostosowanie operacyjnego prowadzenia systemów elektroenergetycznych, stąd aspekty bilansowania są nierozłączną częścią zarówno Wytycznych EBGL, jak i SOGL.

4.3. Kluczowe zagadnienia dotyczące rynku bilansującego w odniesieniu do Wytycznych EBGL i SOGL

4.3.1. Moc oraz energia

OSP organizują i są obecnie głównym odbiorcą mocy i energii na rynku bilansującym (RB). Usługi bilansowania dla OSP dostarczają dostawcy usług bilansowania (DUB), ale istotne dla rynku tych usług są też zachowania podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (POB) oraz grup bilansujących. Strategia aktywacji energii bilansującej może wpływać na zapotrzebowanie na energię bilansującą i ceny. Brak obecnie pełnej harmonizacji rynków bilansujących w UE ma ulec zmianie dzięki Wytycznym EBGL, które poprzez implementację odpowiednich rozwiązań mają zmieniać ten stan rzeczy. Wytyczne EBGL określają rynek bilansujący dla dostaw: mocy, energii oraz parametrów projektowanych rynków. Według założeń, zasady funkcjonowania wszystkich rynków i uczestników (graczy) powinny być jednakowe, mając na uwadze również stronę popytową (DSR), agregatorów oraz dostawców usług bilansujących zlokalizowanych na poziomie OSD. Jest to tzw. zasada równych szans (ang. level playing field).

Proces nabywania mocy bilansującej w przypadku korekty pozycji dodatniej i ujemnej OSP (związanej z redukcją lub wymuszeniem pracy jednostek) powinien wg zapisów Wytycznych EBGL, zostać przeprowadzony osobno, przynajmniej dla rezerw typu FRR i RR. Takie podejście pozwoli na minimalizację łącznych kosztów bilansowania. Dobrym przykładem takiej sytuacji jest okres z wysoką generacją niesterowalnych źródeł odnawialnych (OZE), która wpływa na obniżenie cen na rynku energii. W tym okresie konwencjonalne źródła ciepłe pracują z obniżoną sprawnością i dodatkowa korekta ujemna (redukcja ich mocy) będzie odbywać się po wysokich kosztach. Z tego powodu niesymetryczny charakter korekty dodatniej i ujemnej mocy bilansującej powinien optymalizować sytuację kosztową bilansowania całego systemu.

Ponadto, Wytyczne EBGL wprowadzają wymagania i charakterystykę dla produktów standardowych (dokument opracowywany i implementowany w ramach Wytycznych EBGL) zarówno dla energii bilansującej w ramach propozycji dot. ram wdrażania europejskich platform, jak i mocy bilansującej w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych. Charakterystykę produktu standardowego mają zawierać co najmniej cechy oferty, takie jak:

- okres przygotowawczy,
- okres rampowania,
- czas pełnej aktywacji,
- minimalna i maksymalna ilość,
- okres dezaktywacji,
- minimalny i maksymalny czas trwania okresu dostawy,
- okres ważności,
- tryb aktywacji.

²⁰ M. MacDonald, Impact Assessment on European Electricity Balancing Market, 2013 r.

Charakterystyki standardowych produktów muszą zostać uzgodnione przez wszystkich OSP, co pozwoli na szybszą i płynniejszą integrację rynków bilansujących. Co więcej, ma to pozwolić na rozwój usług bilansowania np. dla właścicieli OZE lub magazynów energii.

Oprócz standardowych produktów każdy OSP może zaproponować listę produktów specyficznych, które będą wykorzystywane przez OSP. Niemniej, takie produkty będą mogły być wykorzystane tylko w ograniczonym zakresie i czasie. Warto dodać, że mają one pełnić swoją funkcję w okresie przejściowym i do czasu dostosowania się danego OSP do obowiązujących produktów standardowych (chyba, że ich charakter pozwoli jedynie na lokalne wykorzystanie). Dodatkowo potrzeba istnienia produktów niestandardowych będzie musiała być udowodniona przez danego OSP i zatwierdzona przez ACER/ENTSO-E.

Warto nadmienić, iż Wytyczne EBGL nie wyznaczają określonej reguły dla rozliczania mocy bilansującej. W praktyce oznacza to stosowanie metodologii kosztów ofertowych (wyceny pay-as-bid), która jest obecna w większości krajów UE, gdyż lepiej odzwierciedla ona koszty i jest tańsza dla OSP od metodologii kosztów krańcowych (wyceny pay-as-clear). Zabronione jest natomiast stosowanie regulowanych cen dla usług bilansujących FRR i RR.

4.3.2. Czas zamknięcia bramki, okres rozliczeń i ograniczenia cenowe

Z uwagi na fakt, że rynek energii bilansującej jest rozliczany jak najbliższej czasu rzeczywistego lub w czasie rzeczywistym, to niezbilansowanie systemu napędza popyt na aktywację energii bilansującej, która jest wybierana z tak zwanego stosu cenowego (merit order). Oferty energii bilansującej dla usług aFRR, mFRR i RR muszą być zgłoszone przed czasem zamknięcia bramki (ang. gate closure time, GTC) dla złożenia poprawnej oferty. Natomiast, czas zamknięcia powinien być zharmonizowany na poziomie UE i nie powinien następować przed zamknięciem bramki międzystrefowego rynku dnia bieżącego (ang. intraday cross-zonal GCT)²¹. Jest to istotne ze względu na zakładaną harmonizację i rozwój rynku dnia bieżącego na poziomie paneuropejskim. Dodatkowo OSP mają prawo wymagać od DUB, aby oferowali swoje niewykorzystane moce i jednostki dla zapewnienia dostaw energii bilansującej, gdy jest to uzasadnione.

Wytyczne EBGL określają, że okres rozliczeń niezbilansowania powinien zostać zharmonizowany we wszystkich obszarach i być równy 15 min po trzech latach od wejścia w życie regulacji (wyjątkiem mogą być obszary synchroniczne jeśli jest to uzasadnione). W związku z tym, istnieje konieczność dostosowania urządzeń i systemów pomiarowo-rozliczeniowych w Polsce, gdyż obecnie funkcjonujący model jest oparty o godzinowe okresy uśredniania. Ceny energii bilansującej powinny być określone dla każdego okresu rozliczeń niezbilansowania (ISP). Jak wspomniano wcześniej w niniejszym raporcie, powinny zostać określone standardowe produkty zarówno dla mocy bilansującej, jak i energii bilansującej, o czym stanowią Wytyczne EBGL i SOGL.

Rynek energii bilansującej powinien opierać się na cenach krańcowych (z wyceną metody pay-as-clear), jednakże jeśli wszyscy OSP zidentyfikują nieefektywność tej metodologii mogą zaproponować alternatywną metodę wyceny. Istotnym jest również, że metoda wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych (wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań) ustanawia co najmniej jedną cenę energii bilansującej dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania.

²¹ Systemy centralnie dysponowane mogą mieć zamknięcie bramki 8h przed i umożliwiać w ograniczony zakresie zmiany ofert do H-1, Wytyczne EBGL (art. 24.5, 24.6).

Zapis może oznaczać, możliwość kształtowania się różnych cen, zarówno dla korekty dodatniej, jak i ujemnej energii bilansującej w tym samym okresie rozliczania niezbilansowania lub różnych cen (korekty dodatniej i ujemnej) dla różnych typów rezerw aktywowanych w tym samym kierunku.

Warto również nadmienić, że według Wytycznych EBGL ceny maksymalne i minimalne na rynku bilansującym będą rzeczą opcjonalną (niewymaganą), co jest zmianą do obecnie funkcjonujących zasad, choćby w Polsce. Jednakże, jeśli takie poziomy miałyby zostać utworzone, to mają powstać w sposób zharmonizowany w UE i uwzględniający poziomy minimalne i maksymalne na RDN²² i RDB²³. W związku z tym, że ceny (min./max.) na RDN i RDB są w trakcie implementacji (po okresie konsultacyjnym), to można stwierdzić, że min. i max. ceny na rynku bilansującym mogą być odpowiednio poniżej -9999 EUR/MWh i powyżej 9999 EUR/MWh.

4.3.3. Określanie typów i wielkości rezerw

Sposób określania wielkości rezerw przedstawiony w Wytycznych SOGL determinuje popyt i częstotliwość bilansowania mocy w systemie, co z kolei wpływa na bariery wejścia na rynek rezerw dla niektórych technologii. Metody określania wielkości rezerw przez OSP możemy podzielić na statyczne, czyli nabywane na dłuższe okresy w oparciu o podejście deterministyczne i dynamiczne, czyli aktualizowane znacznie częściej w oparciu o podejście probabilistyczne. Metoda dynamiczna jest bardziej adekwatna do krajów ze znaczną ilością zmiennej generacji OZE i pozwala na udział w rynku rezerw usługom DSR oraz magazynom energii. Wytyczne EBGL w swoich zapisach określają ogólne zasady nabywania FRR i RR, co nie może być oddzielone od kwestii określania wielkości rezerw zawartych w zapisach Wytycznych SOGL.

²²ACER, Decision of the agency for the cooperation of energy regulators No 04/2017 https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%200-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20day-ahead%20coupling.pdf (data: 05.02.2018 r.).

²³ACER, Decision of the agency for the cooperation of energy regulators No 05/2017 https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%200-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf (data: 05.02.2018 r.).

IRiESP	Wytyczne EBGL i SOGL
1. Regulacyjne usługi systemowe (RUS) JGWa:	1.
a. Operacyjna rezerwa mocy	a. -
b. Regulacja pierwotna	b. Frequency containment reserves (FCR)
c. Regulacja wtórna automatyczna	c. Frequency restoration reserves (aFRR)
d. Automatyczna regulacja napięcia i mocy biernej	d. -
e. -	e. Replacement Reserves (RR) - rezerwa trójna/zastępcza
2. Usługa uruchomienia JGWa	
3. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej:	
a. Praca interwencyjna	
b. Interwencyjna rezerwa zimna (gotowość)	
4. Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.	

4.3.4. Mechanizmy rozliczania niezbilansowania

W czasie rzeczywistym zaalokowany fizycznie wolumen energii zużytej lub wyprodukowanej przez podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB) zwykle nie równa się jego umownej pozycji w okresie rozliczenia niezbilansowania. Zwykle POB ma pozycję długą, gdy pobiera mniej lub produkuje więcej energii niż jego umowna pozycja lub krótką, gdy pobiera więcej lub produkuje mniej energii niż jego umowna pozycja. W Wytycznych EBGL określono, że każdy OSP powinien ustalić reguły w celu wyznaczania cen niezbilansowania dla każdego okresu rozliczeń niezbilansowania, obszaru niezbilansowania i kierunku niezbilansowania. Każdy POB rozlicza wolumen swojego niezbilansowania po określonej cenie.

Wszystkie strony uczestniczące w procesie bilansowania powinny być finansowo odpowiedzialne za swoje niezbilansowanie, które powinno zostać rozliczone z OSP, do którego są przyłączone. W przeszłości niesterowalne OZE często były wyłączone z finansowej odpowiedzialności za bilansowanie, co stanowiło dodatkową składową subsydiów – obecnie odchodzi się od tego mechanizmu, choć nadal pozostaje sporo wyjątków (zapisy zawarte w propozycjach tzw. Pakietu Zimowego). Mechanizm rozliczeń niezbilansowania sprowadza się do pytań o to, czy koszty powinny być uśrednione, czy jednak odpowiadać cenom krańcowym.

Sygnały cenowe niezbilansowania powinny być wystarczające, aby zachęcić POB do bilansowania własnej pozycji. Wytyczne EBGL sugerują stosowanie metodologii cen krańcowych. Ceny niezbilansowania powinny też być ograniczone średnioważonymi cenami aktywowanej energii bilansującej z FRR i RR, a jeśli nie było ich aktywacji, to wartością unikniętej aktywacji.

W celu zmniejszenia kosztów mocy bilansującej ACER rekomendowana jest taka integracja rynków bilansujących, która pozwoli na wspólne nabywanie i dzielenie rezerw oraz maksymalny udział wszystkich technologii w dostawach mocy bilansującej, łącznie z niesterowalnymi źródłami OZE, magazynami energii i usługami DSR. Zapisy Wytycznych EBGL mają sprzyjać realizacji tych komplementarnych rozwiązań, które pozwolą na obniżenie kosztów bilansowania mocy. Obecnie w większości funkcjonujących OSP koszty nabywania mocy są socjalizowane, co nie jest odpowiednim sygnałem dla uczestników rynku, dlatego też Wytyczne EBGL określają, iż każdy OSP może zaproponować dodatkowy mechanizm oddzielny od rozliczeń niezbilansowania, aby oszacować pokrywane koszty zakupu mocy bilansującej, koszty administracyjne i inne koszty związane z bilansowaniem. Mechanizm taki powinien być określony łącznie z wprowadzeniem funkcji wyceny niedoborów.

Wytyczne EBGL ustanawiają dla rynków bilansujących stosowanie jednolitych cen rozliczeniowych, jednakże ceny rozchylone mogą zostać wprowadzone pod pewnymi warunkami i z odpowiednim uzasadnieniem. Wszyscy OSP powinni zaproponować harmonizację jednolitej wyceny niezbilansowań z jedną ceną dla rozliczenia niezbilansowania w danym obszarze i okresie rozliczenia. Metoda jednej ceny wybrana została jako mniej dyskryminacyjna wobec małych graczy i pozwalająca na równomierną kontrybucję w bilansowaniu niezależnie od strony odchylenia. Nie rozstrzygnięto natomiast kwestii agregowania portfela POB – każdy OSP indywidualnie podejmuje decyzję, czy agregacja niezbilansowań jest dozwolona na jego obszarze. POB wg zapisów Wytycznych EBGL może posiadać jedną pozycję bilansową lub dwie pozycje – jedną dla generacji, a drugą dla portfela odbiorczego.

4.3.5. Aktywacja energii bilansującej

Istnieją dwa podejścia do aktywacji energii bilansującej. Jedna z nich jest reaktywna, gdy aktywacje przeprowadzane są w czasie rzeczywistym. Druga jest proaktywna, gdy aktywacje przeprowadzane są przed czasem rzeczywistym i bazują na prognozach niezbilansowania. Krótsze okresy niezbilansowania i jednolita cena niezbilansowania dobrze współgra z podejściem reaktywnym, gdy OSP niejako polega na samo bilansowaniu się przez POB. Proaktywna metoda polega na silnej roli OSP i daje słabszą motywację do samodzielnego bilansowania się przez POB. Podejście proaktywne minimalizuje całkowite koszty bilansowania redukując średnie ceny energii bilansującej, natomiast reaktywne podejście minimalizuje całkowite koszty bilansowania przez redukcję wolumenu energii bilansującej. Podejście reaktywne bazuje na rozwiniętym rynku dnia bieżącego, a OSP praktycznie nie kupują RR. Podejścia proaktywne posiadają mniej rozwinięte rynki RDB, a OSP nabywają usługi mFRR oraz RR. Wytyczne EBGL i SOGL nie opowiadają się wyraźnie za którąkolwiek z tych metodologii aktywacji energii bilansującej. Niemniej jednak bardzo proaktywne bilansowanie z wczesnymi aktywacjami wydaje się być niedozwolone ze względu na zdefiniowany w Wytycznych EBGL czas zamknięcia bramki (GCT) dla ofert energii bilansującej, który powinien odbywać się po zamknięciu bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego.

4.3.6. Integracja rynków bilansujących

Zawarte w Wytycznych EBGL odgórne zasady i reguły mające prowadzić do integracji RB w Europie testowane są od pewnego czasu w ramach projektów pilotażowych, których celem jest zdobycie doświadczeń w implementacji zaleceń kodeksu. Projekty są odzwierciedleniem pierwotnej idei integracji regionalnej, jako fazy przejściowej do pełnego wdrożenia docelowego modelu jednolitego rynku energii. Niestety, niektóre z tych projektów różnią się między sobą podejściem, tak jak różne podejście do stopnia harmonizacji mają ACER i ENTSO-E. ACER zaleca odpowiednio wysoki stopień harmonizacji w celu uniknięcia późniejszej niekompatybilności regionalnej, podczas gdy ENTSO-E wskazuje, że inicjatywy regionalne mogą rozpocząć działanie bez kompletnej harmonizacji na wyższym poziomie. Istnieje zgoda co do standaryzacji produktów bilansujących dla mFRR, aFRR i RR, które powinny być handlowane na paneuropejskich platformach i powinny mieć zharmonizowane czasy zamknięcia bramki w procesie grafikowania. Dodatkowo harmonizacja obejmuje również okres rozliczeń niezbilansowania ustalony na 15 min., a także metodę wyznaczania niezbilansowania opartą na cenach marginalnych. W związku z powyższym, zostały określone cztery komplementarne drogi międzystrefowej współpracy w bilansowaniu. Są to:



Dwie pierwsze z wymienionych w sposób bezpośredni wpływają na bilansowanie energii, a dwie ostatnie na bilansowanie mocy.

1. Kompensowanie niezbilansowań prowadzi do unikania jednoczesnego aktywowania FRR przez OSP dzięki wymianie niezbilansowań. Proces ten prowadzi do redukcji wolumenu aktywowanej energii bilansującej, a co za tym idzie redukcji kosztów.

Wytyczne EBGL wymagają, aby powstała europejska platforma do kompensowania niebilansowań, gdyż jest to wg ACER jak dotąd najlepsze stosowane narzędzie do wymiany usług bilansowania. Niektórzy OSP zdobyli już całkiem spore doświadczenia i oszczędności przy stosowaniu wspólnego kompensowania niebilansowań uczestnicząc m.in. w projekcie pilotażowym IGCC (ang. International Grid Control Cooperation).

2. Kolejną drogą do obniżenia całkowitych kosztów bilansowania jest wymiana energii bilansującej pomiędzy obszarami grafikovymi. Działanie takie może odbywać się na dwa sposoby – w modelu OSP-OSP lub OSP-DUB. W pierwszym z nich DUB dostarcza usługi bilansujące do OSP do którego jest podłączony, który następnie dostarcza je do OSP wymagającego energii bilansującej. W modelu OSP-DUB dostawca usług bilansujących dostarcza je do kontraktującego OSP (nie koniecznie do tego do którego jest podłączony), a ten do OSP wymagającego energii bilansującej.

3. Wymiana mocy bilansującej i dzielenie się rezerwami jest kolejną metodą obniżenia kosztów bilansowania określoną w Wytycznych EBGL. Podobnie jak przy zakupie energii dla zakupu mocy, Wytyczne EBGL preferują model OSP-OSP, który pozwala na obniżenie kosztów rezerwacji mocy, a DUB otwiera dostęp do powiększonego rynku bez potrzeb prekwalifikacji u innych OSP.

4. Dzielenie się rezerwami jest trochę bardziej skomplikowanym zagadnieniem, gdyż więcej niż jeden OSP uwzględnia tę samą moc, co nazywane jest wspólnym wymiarowaniem i prowadzi do określenia niższych łącznych wolumenów mocy bilansującej. Zwykle wspólne wymiarowanie jest projektowane tak, aby zapobiec niepożądanym zdarzeniom systemowym, czyli np. nieplanowanej awarii największej w systemie jednostki. Takie samo zdarzenie w kilku krajach jednocześnie jest bardzo mało prawdopodobne. W związku z powyższym, udział każdego OSP w świadczeniu takich usług jest na niższym poziomie niż ma to miejsce w przypadku samodzielnego wymiarowania takich usług (należy to rozumieć jako optymalizację obszarową – europejską). Prowadzi to do znacznych oszczędności. Niemniej, wymiana mocy bilansującej i dzielenie się rezerwami na chwilę obecną wg Wytycznych EBGL są inicjatywami dobrowolnymi pomiędzy OSP, choć ich analizy mają być publikowane przez poszczególne OSP w wydawanym co dwa lata raporcie. Problem alokowania mocy międzyobszarowych do wymiany lub dzielenia rezerw pomiędzy OSP jest skomplikowanym zagadnieniem i według Wytycznych EBGL może odbywać się na trzech zasadach: analizie efektywności ekonomicznej, procesie alokacji rynkowej i procesie współoptymalizacji alokacji.

Przykład 6. Integracja rynków bilansujących w praktyce – projekty pilotażowe

ENTSO-E wraz z poszczególnymi OSP uruchomiło szereg regionalnych projektów pilotażowych bilansowania energii, których celem jest wspomaganie krajów członkowskich UE w ujednolicaniu procesów bilansowania. Wśród wspomnianych projektów należy wymienić:

PICASSO (The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) - regionalna inicjatywa dotycząca bilansowania energii elektrycznej z rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną. Celem projektu jest utworzenie automatycznej platformy odbudowy rezerwy częstotliwości. Projekt PICASSO został zatwierdzony jako referencyjny dla platformy aFRR.

TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange) - projekt ma na celu utworzenie platformy dla wielu operatorów, zdolnej do gromadzenia ofert dotyczących rezerw zastępczych (RR) i optymalizacji procesu alokacji rezerw zastępczych (RR) między wszystkich operatorów zaangażowanych. W ogólnym ujęciu TERRE ma wspomagać wykorzystanie rezerw operacyjnych do bilansowania systemu.

IGCC (International Grid Control Cooperation) - projekt ukierunkowany na kompensację niebilansowania energii elektrycznej. Odpowiedzialność związana z uczestnictwem w projekcie powiązana jest z utrzymywaniem równowagi pomiędzy wytwarzaniem a zużyciem energii elektrycznej w poszczególnych obszarach synchronicznych LFC (ang. Load Frequency Area). Współpraca między operatorami oparta jest o kontrolowanie sieci, przy jednoczesnym wykorzystaniu aFRR. Wdrożenie procesu opiera się na koordynacji procesu kontroli mocy i częstotliwości przez poszczególnych OSP, co umożliwia równoważenie w trybie online ubytków mocy. Celem członków IGCC jest wypracowanie modelu współpracy, który zostanie wdrożony do innych europejskich OSP.

MARI (Manual Activated Reserve Initiative) - projekt polegający na zaprojektowaniu i wdrożeniu europejskiej platformy do wymiany pomiędzy obszarami regulacyjnymi energii bilansującej z rezerwy wtórnej aktywowanej w trybie ręcznym (mFRR). Projekt w ramach ENTSO-E uzyskał status projektu implementującego Wytyczne EBGL w zakresie wdrożenia europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z mFRR.

FCR Cooperation (Frequency Containment Reserves) - projekt regionalny mający na celu integrację rynków bilansujących w kierunku wspólnego wspierania utrzymywania rezerw częstotliwości, przy jednoczesnym nie ograniczaniu skutecznej konkurencji, braku dyskryminacji, a także zachowaniu przejrzystości, w tym dla nowych uczestników i zwiększeniu płynności bez nadmiernych zakłóceń. Aktualnie współpraca w ramach FCR przebiega na zasadzie przeprowadzania cotygodniowych aukcji na symetryczne produkty.

4.3.7. Implementacja w Polsce

Wychodząc naprzeciw potrzebie implementacji zmian PSE przygotowuje się do wdrożenia Informatycznego Systemu Zarządzania Rynkiem Bilansującym Energii Elektrycznej w Polsce, potocznie zwanym jako system Market Management System (MMS). Uruchomienie systemu jest planowane na początek 2021 roku i zbiega się z terminem integracji krajowego RB z rynkiem europejskim.

Funkcją systemu będzie wspieranie efektywnej kosztowo i bezpiecznej technicznie pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) oraz jego integracji w ramach europejskiego rynku energii elektrycznej. Zostanie to osiągnięte poprzez wykorzystanie w realizacji procesów rynku bilansującego, nowoczesnych metod zarządzania pracą KSE, opartych na dokładnym modelowaniu kosztowych i technicznych aspektów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. W tym kontekście, do najważniejszych elementów rozwiązań implementowanych w ramach systemu MMS należy zaliczyć:

- uwzględnianie w procesach rynku bilansującego pełnego modelu sieci elektroenergetycznej (ang. Full Network Model – FNM),
- uwzględnianie w procesach rynku bilansującego dokładnych charakterystyk technicznych i cenowych źródeł wytwórczych oraz instalacji odbiorczych (ang. Complex Bids),
- wyznaczanie wartości energii elektrycznej bilansującej na podstawie cen krańcowych, odzwierciedlających bieżące warunki realizacji dostaw energii elektrycznej (ang. Locational Marginal Pricing – LMP),
- możliwość łącznego pozyskiwania energii elektrycznej oraz rezerw mocy w ramach procesu współoptymalizacji (ang. Co-optimization),

Najważniejszym spośród oczekiwanych efektów wdrożenia systemu MMS jest zwiększenie efektywności wykorzystywania źródeł wytwórczych oraz sieci elektroenergetycznych do realizacji bieżących dostaw energii elektrycznej. Rozwiązania implementowane w ramach systemu MMS zapewnią także warunki konieczne do rozwoju krajowego rynku energii elektrycznej (KSE), a przede wszystkim integracji rynku hurtowego z rynkiem detalicznym oraz koordynacji funkcjonowania rozproszonych źródeł wytwórczych oraz elastycznych odbiorów energii elektrycznej.

4.4. Podsumowanie

Przed...	...i po wdrożeniu Wytycznych EBGL i SOGL
Narodowe podejście do kwestii bilansowania. Każdy OSP jest odpowiedzialny za bilansowanie systemu tylko na swoim obszarze. Stosowane przez poszczególnych OSP mechanizmy bilansowania, w tym metody aktywacji energii bilansującej nie są zharmonizowane w ramach UE.	Wspólny europejski katalog usług bilansujących oraz jednolity rynek handlowy i techniczny służący do zakupu i rozliczeń energii bilansującej w ramach danego typu rezerw.
Funkcjonowanie różnych produktów na rynku bilansującym oraz niejednolity zestaw wymagań wśród państw członkowskich.	Harmonizacja typów rezerw, strategii aktywacji energii bilansującej w czasie rzeczywistym oraz określenia wielkości rezerw, tzn. wykreowanie listy produktów standardowych obowiązujących w UE.

Preferowanie konwencjonalnych jednostek systemowych w dostawach mocy bilansującej i rezerw.	Udział wszystkich technologii w dostawach mocy bilansującej, łącznie z niesterowalnymi źródłami OZE, magazynami energii i usługami DSR.
Na rynkach bilansujących funkcjonują ceny maksymalne i minimalne, które nie odzwierciedlają kosztów niedostarczonej energii.	Ceny maksymalne i minimalne będą opcjonalne (niewymagane). Jeżeli jednak zostaną wdrożone to muszą być zharmonizowane i uwzględniać poziomy minimalne i maksymalne na RDN i RDB.
Brak wspólnych platform obrotu rezerw i usług systemowych	Dedykowane i prowadzone w zharmonizowany sposób platformy obrotu rezerw i usług systemowych w całej Europie.
Rynek bilansujący postrzegany głównie jako rynek techniczny.	Rynek bilansujący postrzegany jako suma aspektów technicznych (fizycznych) i ekonomicznych (finansowych).

Wytyczne EBGL i SOGL są fundamentem do powstania jednolitego, europejskiego katalogu usług bilansujących, a w konsekwencji jednolitego rynku handlowego i technicznego służącego do zakupu i rozliczeń produktów i usług bilansujących. Atutem wdrożenia takiego rozwiązania będzie efekt synergii, który pozwoli na wymianę przez OSP energii bilansującej oraz współdzielenie i wymianę rezerw (z uwzględnieniem możliwości tranzytowych pomiędzy państwami). Ilość utrzymywanych rezerw może być sumarycznie niższa niż w przypadku samodzielnych działań OSP. Wspólny model RB ma się przełożyć na niższy ogólny koszt bilansowania połączonych systemów elektroenergetycznych, wzrost konkurencyjności świadczenia usług systemowych oraz bezpieczeństwa dostaw energii, a także wzrost dobrobytu społecznego. Według szacunków ACER, pełna integracja rynków bilansujących w Europie powinna doprowadzić do spadku kosztów o nawet 3 mld EUR rocznie²⁴. Model rynku bilansującego determinuje zachowania uczestników na krótkoterminowych rynkach energii (RDB, RDN) Wytyczne EBGL i SOGL zostały zaprojektowane w taki sposób, aby nie ograniczać, a wręcz stymulować podaż energii na tych rynkach, zachęcając uczestników do jak najdokładniejszego bilansowania własnej pozycji.

Niestety, złożoność tematyki bilansowania energii i zakupu usług bilansujących oraz mocno zróżnicowane narodowe podejścia do tych kwestii czynią proces integracji wysoce skomplikowanym. W przeciwieństwie do rynków RDN i RDB nie tylko produkty oraz bramki czasowe muszą zostać zharmonizowane. Dla rynków bilansujących istotne jest też dostosowanie operacyjnego prowadzenia systemów elektroenergetycznych, stąd aspekty bilansowania są nierozłączną częścią zarówno Wytycznych EBGL, jak i SOGL. Projektowany paneuropejski rynek bilansujący należy postrzegać jako sumę aspektów technicznych (fizycznych) oraz ekonomicznych (finansowych), które rozpatrywane łącznie pozwolą na wzrost bezpieczeństwa dostaw energii przy jednoczesnym ograniczeniu kosztów.

²⁴ M. MacDonald, Impact Assessment on European Electricity Balancing Market, marzec 2013 r.

Zakończenie

Kodeksy Sieci i Wytyczne stanowią zbiór zasad funkcjonowania i zarządzania systemami energetycznymi, które wspierają dalszą integrację rynku i docelowo stworzenie paneuropejskiego rynku energii elektrycznej.

Opisane w raporcie Wytyczne charakteryzują się większym stopniem elastyczności w zakresie ich wdrożenia niż Kodeksy Sieci. Z uwagi na istotne zaangażowanie krajowych OSP w proces tworzenia i implementacji poszczególnych rozwiązań, wciąż pozostaje szeroki katalog otwartych zagadnień, które należy poddać dyskusji na szczeblu krajowym. Finalne decyzje i rozwiązania będą wiązały się z istotnymi zmianami w poszczególnych segmentach rynku energii elektrycznej.

Rozwiązania w zakresie rynku długoterminowego dotyczyć będą przede wszystkim: wdrożenia jednolitych zasad wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych, stworzenia wspólnej platformy alokacji zdolności przesyłowych oraz wykorzystania w większym stopniu finansowych praw przesyłowych.

W przypadku rynków krótkoterminowych, oprócz wdrożenia nowej architektury związanej z wyznaczaniem i alokacją transgranicznych zdolności przesyłowych, należy liczyć się z cykliczną weryfikacją i rekonfiguracją obszarów rynkowych. Wdrożone zostaną spójne zasady w zakresie minimalnych i maksymalnych progów cenowych, co stanowi niezbędny sygnał do właściwej wyceny energii elektrycznej w momentach niezbilansowania systemu. Istotnie wzrośnie poziom konkurencji wśród podmiotów giełdowych, dodatkowo przyczyniając się do poprawy płynności w zakresie wymiany handlowej i dalszej konwergencji cen w Europie.

Rynek bilansujący i rynek rezerw, podobnie jak pozostałe segmenty rynku energii elektrycznej, zmieni charakter z narodowego na regionalny. Trzeba podkreślić, że zróżnicowane wśród operatorów podejście do rozwiązania tych kwestii czynią proces integracji tego segmentu rynku wysoce skomplikowanym. Jedynie równoczesne rozpatrywanie aspektów technicznych (fizycznych) oraz ekonomicznych (finansowych), przyczyni się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw energii przy jednoczesnym ograniczeniu kosztów.

Kluczowe wnioski wynikające z wdrożenia Wytycznych

- Ograniczenie przepływów nieplanowanych (ang. unscheduled flows w tym loop flows, transit flows).
- Zwiększenie wymiany handlowej pomiędzy obszarami rynkowymi w UE.
- Możliwy dalszy podział dużych krajów europejskich na mniejsze obszary rynkowe.
- Wyrównanie (konwergencja) cen energii elektrycznej pomiędzy rynkami w UE.
- Możliwość występowania gwałtownych wzrostów cen energii elektrycznej (ang. price spikes) w okresach niezbilansowania popytu i podaży.
- Większa płynność na rynkach giełdowych.
- Wzrost znaczenia instrumentów finansowych na rynkach długoterminowych energii elektrycznej.
- Konkurencja podmiotów krajowych i zagranicznych na rynku bilansującym i rynku usług systemowych.
- Zwiększenie roli elastyczności aktywów w sektorze wytwarzania.

Implementacja Wytycznych umożliwi wykorzystanie synergii wynikających z funkcjonowania paneuropejskiego rynku energii elektrycznej. Związane to będzie z koniecznością przystosowania się uczestników rynku do nowej sytuacji i warunków rynkowych. W celu uwolnienia potencjału wynikającego z integracji rynków energii elektrycznej potrzebna jest współpraca na szczeblu lokalnym i międzynarodowym oraz prowadzenie działań w oparciu o dobro wspólne. Kluczowym czynnikiem sukcesu w realizacji tych procesów jest podejmowanie decyzji w oparciu o właściwą interpretację Wytycznych, rzetelną analizę danych i odejście od administracyjnych oraz politycznych uwarunkowań lokalnych.

Słownik pojęć

Skrót	Rozwinięcie skrótu w j. pol.	Rozwinięcie skrótu w j. ang.
RDN	Rynek Dnia Następnego	Day-Ahead Market
RDB	Rynek Dnia Bieżącego	Intraday Market
URE	Urząd Regulacji Energetyki	Energy Regulation Office
RB	Rynek Bilansujący	Balancing Market
CACM	Wytyczne dot. Alokacji Zdolności Przesyłowych i Zarządzania Ograniczeniami Przesyłowymi	The Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management
FCA	Wytyczne dot. długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych	The Guideline on Forward Capacity Allocation
EBGL	Wytyczne dot. Bilansowania	The Electricity Balancing Guideline
SOGL	Wytyczne dot. pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej	The Electricity Transmission System Operation Guideline
LTTR	Długoterminowe prawa przesyłowe	Long-term transmission rights.
PTR	Fizyczne Prawa Przesyłowe	Physical transmission rights
FTR	Finansowe Prawa Przesyłowe	Financial transmission rights
OSP	Operator systemu przesyłowego	Transmission system operator
FCR	Rezerwa pierwotna	Frequency containment reserves
FRR	Rezerwa wtórna	Frequency restoration reserves
RR	Rezerwa zastępcza (trójna)	Replacement Reserves
DSR	Oferty strony popytowej	Demand Side Responde
DUB	Dostawcy usług bilansowania	Balance Service Provider
POB	Podmioty odpowiedzialne za bilansowanie	Balance Responsible Party
OSD	Operatorzy systemów dystrybucyjnych	Distribution System Operator

OZE	Odnawialne źródła energii	Renewable energy sources
NEMO	Wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej	Nominated Electricity Market Operator
KE	Komisja Europejska	European Commission
UE	Unia Europejska	European Union
FBMC	Łączenie rynków w oparciu o metodę rzeczywistych rozpływów	Flow-Based Market Coupling
ACER	Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki	Agency for the Cooperation
HAR	Zharmonizowane zasady alokacji długoterminowych zdolności przesyłowych	Harmonisation of long term Allocation Rules
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej	Instruction of Transmission System Operation and Maintenance
FTR	Finansowe prawa przesyłowe	Financial transmission right
PMB	Platforma łączenia zleceń zakupu sprzedaży w oparciu o Market Coupling	PCR Matcher Broker

Bibliografia

1. ACER, Decision 04-2017 on NEMOs HMMCP for single day-ahead coupling, 2017.
2. ACER, Decision 05-2017 on NEMOs HMMCP for single intraday coupling, 2017.
3. ACER, Decision of the agency for the cooperation of energy regulators, No 03/2017, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2017%20on%20HAR.pdf (dostęp: 05.02.2018r.).
4. ACER, Decision of the agency for the cooperation of energy regulators, No 04/2017, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20day-ahead%20coupling.pdf (dostęp: 05.02.2018r.).
5. ACER, Decision of the agency for the cooperation of energy regulators, No 05/2017, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf (dostęp: 05.02.2018r.).
6. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016, 2017.
7. ACER, Nemo w UE, http://acer.europa.eu/en/Electricity/FG_and_network_codes/-CACM/Pages/NEMODesignations.aspx (dostęp: 05.02.2018r.).
8. Andrzejewski A., Flow-Based Market Coupling, 2017.
9. Blume-Werry E., Huber C., Everts M., The impact of the German-Austrian breakup on european energy objectives, European Energy Journal, Volume 6, Issue 4, 2017.
10. CREG, Study (F)1687, Functioning and design of the Central West European day-ahead flow based market coupling for electricity: Impact of TSOs Discretionary Actions, 2017.
11. ENTSO-E, 3rd Report on the progress and potential problems with the implementation of Single Dayahead and Intraday Coupling, 2017.
12. ENTSO-E, First Edition of the bidding zone review, https://consultations.entsoe.eu/markets/first-edition-bidding-zonereview/supporting_documents/Final%20report%20for%20public%20consultation_00218.pdf (dostęp: 05.02.2018r.).
13. Hirth L., Ziegenhagen I., Balancing power and variable renewables: Three links, 2015.
14. https://electricity.network-codes.eu/network_codes/ (dostęp: 05.02.2018r.).
15. <https://www.pse.pl/informacje-ogolne>, (dostęp: 05.02.2018r.).
16. https://www.pse.pl/documents/20182/35028209/Stanowisko_PSE_dot_Modelu_rynk_u_energii_elektrycznej.pdf (dostęp: 09.02.2018r.).
17. Long-Term Transmission Rights (LTTRs), <https://www.emissions-euets.com/-long-term-transmission-right> (dostęp: 05.02.2018r.).
18. MacDonald M., Impact Assessment on European Electricity Balancing Market, 2013 r.
19. Meeus, L. & Schittekatte, T., The EU Electricity Network Codes: Course text for the Florence School of Regulation online course, 2017

20. Memorandum of Understanding on the development of a common CWE and CEE CCR's day-ahead flow-based capacity calculation methodology and the merger of the CEE and CWE CCR, [https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/20160215_MoU_CWE_CEE%20TSOs%20\(final%20version%20signed\).pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/20160215_MoU_CWE_CEE%20TSOs%20(final%20version%20signed).pdf) (dostęp: 05.02.2018 r.).
21. Ofgem, Bidding Zones Literature Review, 2014.
22. Podsumowanie stanowiska polskich sieci elektroenergetycznych S.A.
23. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz.U. UE L 211/15).
24. Wytyczne dot. Alokacji Zdolności Przesyłowych i Zarządzania Ograniczeniami Przesyłowymi, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222> (dostęp: 05.02.2018 r.).
25. Wytyczne dot. Bilansowania, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2017.312.01.0006.01.ENG&toc=OJ:L:2017:312:TOC (dostęp: 05.02.2018r.).
26. Wytyczne dot. długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.259.01.0042.01.ENG (dostęp: 05.02.2018r.).
27. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Elia System Operator NV, TenneT TSO B.V., TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Potential cross-border balancing cooperation between the Belgian, Dutch and German electricity Transmission System Operators, 2014.

Polski Komitet Energii Elektrycznej

jest Stowarzyszeniem Sektora Elektroenergetycznego, którego działalność koncentruje się na zagadnieniach związanych z funkcjonowaniem branży w nowoczesnej gospodarce rynkowej. Angażujemy się w działania i projekty, dzięki którym polski sektor elektroenergetyczny może lepiej odpowiadać na wyzwania związane z integracją europejską, zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, konkurencyjny rynek, ochronę środowiska i rozwój nowoczesnych technologii.

Aktywnie wspieramy rozwój polskiej elektroenergetyki, wpływając opiniotwórczo na kształtowanie racjonalnego i sprzyjającego jej rozwojowi otoczenia regulacyjnego, zarówno w Polsce, jak i Unii Europejskiej. Jesteśmy jedyną organizacją reprezentującą interesy polskiego sektora energetycznego w Unii Przemysłu Elektroenergetycznego – EURELECTRIC – będącej największym stowarzyszeniem branży elektroenergetycznej w Europie. W Polsce stanowimy ważne forum dyskusji o elektroenergetyce, współpracujemy z administracją publiczną, konsultując akty prawne i inicjatywy mające wpływ na funkcjonowanie branży.

Wśród członków wspierających PKEE są zarówno największe polskie firmy energetyczne, jak i wiodące organizacje działające w branży. Doświadczenie i zaangażowanie naszych członków pozwoliło nam zdobyć pozycję wiarygodnego, sprawdzonego partnera wśród organizacji reprezentujących sektor elektroenergetyczny w Polsce.



PKEE

Polski Komitet
Energii Elektrycznej

www.pkee.pl