



Opcje integracji polskiego rynku energii w ramach Unii Europejskiej

Spis treści

OPIEKA MERYTORYCZNA:

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, Andrzej Rubczyński

AUTORZY:

WiseEuropa:

dr Maciej Bukowski

Aleksander Śniegocki

REKK:

dr András Mezősi

Péter Kaderják

dr Zsuzsanna Pató

Wstęp	4
Najważniejsze informacje	5
1. Cel i zakres opracowania	6
2. Tło analizy	6
3. Metodologia	7
4. Polska wobec procesu integracji europejskiego rynku energii	9
5. Ocena skutków krótkoterminowych działań na rzecz integracji rynkowej	15
6. Ocena skutków długoterminowych działań na rzecz integracji rynkowej	18
7. Podsumowanie i rekomendacje	26
Załącznik. Model Europejskiego Rynku Energii Elektrycznej	29

Wstęp

Przedstawiamy Państwu Raport, który wpisuje się w dyskusję na temat przyszłego kształtu wspólnego, europejskiego rynku energii. W niniejszej analizie koncentrujemy się na aspektach ekonomicznych łączenia rynków elektroenergetycznych dla Polski, prezentując jednocześnie różne opcje. Mamy świadomość, że dyskusja o przyszłości Unii Energetycznej jest dużo bardziej kompleksowa – z punktu widzenia państwa istotne są aspekty bezpieczeństwa energetycznego, niezależności energetycznej oraz stabilnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych – tym tematom Forum Energii zamierza poświęcić kolejne opracowania.

Proces integracji rynków energii rozpoczął się w latach 90 – ma na celu poprawę bezpieczeństwa energetycznego poprzez rozbudowę połączeń międzysystemowych, zmniejszenie ryzyka przerw w dostawach energii dzięki zapewnieniu odpowiednich mocy, zwiększenie konkurencji, a co za tym idzie obniżenie cen energii. Jednak mimo, iż ponad 70% rynków w Unii Europejskiej jest już w pełni połączonych proces ten napotyka szereg barier, a ostatnio w Polsce w związku z piętrzącymi się problemami sektora energetycznego zaczął budzić wątpliwości.

Komisja Europejska przygotowując tzw. „Czwarty pakiet energetyczny” (Energy Union Winter package) będzie się starała wdrożyć mechanizmy, które wychodząc naprzeciw obecnym niedoskonałościom rynku energii pozwolą na jego dalszą integrację. Pamiętając o korzyściach ekonomicznych płynących z tworzenia wspólnego rynku energii w Europie, warto dyskutować o warunkach na jakich ten proces powinien przebiegać. Istotne, aby z jednej strony efekt ekonomiczny był dla polskiej gospodarki pozytywny, ale też proces oparty był na dobrze opracowanych regułach eliminujących ryzyko poważnych zakłóceń w postaci nierównych warunków konkurencji uczestników rynku, co przy braku harmonizacji systemów wsparcia stosowanych w energetyce jest nadal zjawiskiem powszechnym.

Naszym celem jest pobudzenie debaty na temat wyzwań oraz korzyści związanych z integracją rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej oraz współpracą regionalną.

Z poważaniem
dr Joanna Maćkowiak Pandera
Forum Energii

Najważniejsze informacje

- Polski sektor energetyczny będzie mierzył się z ogromnymi wyzwaniami modernizacyjnymi w nadchodzących latach. Stopniowo postępujący proces integracji europejskich rynków energii zmusza do postawienia pytania o wpływ rosnącej konkurencji na krajowych producentów energii. Niniejsza analiza ma na celu przyczynić się do lepszego zrozumienia procesu integracji europejskich rynków energii w polskim kontekście. Prezentuje stan obecny oraz spodziewany przyszły postęp w tym obszarze, a także przedstawia ilościowe szacunki wpływu integracji na polskich konsumentów i producentów energii w krótkim i długim okresie.
- Integracja rynku energii jest jednym z priorytetów Unii Europejskiej. Stworzenie jednolitego europejskiego rynku energii to długotrwały proces rozpoczęty w 1990 r. Największy postęp dokonał się po 2005 r., kiedy postanowiono o wprowadzeniu wspólnej polityki energetycznej.
- Chociaż integracja jest trudna, obecnie ponad 75% europejskich rynków energii jest w pełni połączonych w ramach mechanizmu łączenia rynków (*market coupling*).
- Trzeci pakiet energetyczny to kluczowy zestaw regulacji, który tworzy wizję łączenia rynków energii elektrycznej. Zgodnie z tym pakietem, proces integracji powinien zostać zakończony do roku 2018 według zasad ustalonych w rozporządzeniu w sprawie Zarządzania Przydziałem i Ograniczeniami Mocy (CACM - *Capacity Allocation and Congestion Management*).
- Polska jest w grupie krajów z najmniejszą liczbą połączeń międzysystemowych w Europie. Proces łączenia rynków (*market coupling*) został dokończony jedynie ze Szwecją oraz Litwą. Ta izolacja skutkuje jednymi z najwyższych cen hurtowych energii elektrycznej w regionie.
- W perspektywie krótkoterminowej, kluczowe kroki prowadzące do poprawy integracji polskiego systemu elektroenergetycznego w ramach UE obejmują łączenie rynków z Niemcami oraz krajami Europy Środkowej, jak również podjęcie działań zapobiegających problemom z przepływami kołowymi. W perspektywie długoterminowej istnieją plany dalszej rozbudowy połączeń międzysystemowych z Niemcami oraz krajami bałtyckimi.
- Skutki działań integracyjnych oceniono za pomocą modelowania ekonomicznego. Przeanalizowano wpływ integracji na produkcję oraz ceny hurtowe energii, a także na dobrobyt społeczny (wskaźnik ten uwzględnia konsumentów, producentów oraz operatora systemu przesyłowego). Wyniki modelowania nie obejmują natomiast wpływu integracji na bezpieczeństwo dostaw energii oraz na inwestycje w nowe moce wytwórcze. Zagadnienia te należy rozpatrywać w kontekście szerszej dyskusji na temat nowego modelu rynku energii w Polsce i Europie.
- Wyniki modelowania wskazują, że wpływ planów integracji rynkowej na dobrobyt społeczny będzie pozytywny, ponieważ korzyści dla konsumentów oraz dodatkowe dochody operatora systemu przesyłowego przewyższą umiarkowane straty producentów. Im wyższa będzie cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla (CO₂), tym wyższa korzyść netto wynikająca z integracji. Potencjalne straty producentów będą więc mogły zostać zmniejszone poprzez wprowadzenie mechanizmów kompensujących pochodzących z wypracowanej nadwyżki.
- Pełne wdrożenie obecnych planów w zakresie łączenia rynków oraz rozbudowy połączeń międzysystemowych spowoduje wzrost importu energii netto do ok. 15% krajowego popytu do roku 2030 (30 TWh).
- Zaniechanie inwestycji w nowe połączenia międzysystemowe po zakończeniu budowy przesuwników fazowych przełoży się na 7% udziału importu w rynku krajowym w roku 2030 (13 TWh).
- Jak wynika z przeprowadzonych analiz, wpływ dalszej integracji rynkowej na ceny hurtowe energii będzie umiarkowany, powodując ich spadek o nie więcej niż 5 % prognozowanej ceny hurtowej (około 2 euro za MWh). Stanie się tak głównie ze względu na utrzymanie się relatywnie płaskiej krzywej krańcowych kosztów produkcji energii (*merit order*) na polskim rynku energii elektrycznej do roku 2030.
- Długoterminowy wpływ obecnych planów integracji jest zróżnicowany geograficznie:
 - Inwestowanie w połączenia międzysystemowe tylko na granicy polsko-niemieckiej doprowadzi do znaczącego wzrostu dobrobytu społecznego, niezależnie od kierunku rozwoju krajowych mocy wytwórczych.
 - Dodatkowa integracja z państwami bałtyckimi najprawdopodobniej pociągnie za sobą niewielki spadek dobrobytu społecznego z powodu zmniejszenia dochodów operatora sieci z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych. Integracja będzie jednak korzystna z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego w regionie bałtyckim.
- Wyliczenia dotyczące korzyści społecznych netto z integracji wskazują, że PSE oraz pozostali operatorzy systemów przesyłowych powinni podjąć działania zmierzające do szczegółowej oceny potencjału dalszej rozbudowy połączeń międzysystemowych (szczególnie między Polską a Szwecją) oraz zmierzające do szybszej realizacji inwestycji przewidzianych w tym zakresie.
- Procesowi integracji musi towarzyszyć szersza reforma rynku energii. Powinna ona wzmacniać sygnały inwestycyjne generowane przez rynek hurtowy oraz, jeśli to konieczne, wprowadzać dodatkowe mechanizmy mocowe. Zaniechanie planów integracji w celu ochrony producentów krajowych jest działaniem gospodarczo nieefektywnym, gdyż długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii można pogodzić z uzyskiwaniem oszczędności operacyjnych dzięki wzmożonej wymianie transgranicznej.

1. Cel i zakres opracowania

Nadrzędnym celem opracowania jest ocena gospodarczych, energetycznych oraz środowiskowych konsekwencji alternatywnych opcji integracji polskiego rynku energii elektrycznej z rynkami ościennymi.

Ocena ta uwzględnia zarówno krótko- jak i długoterminowe perspektywy integracji polskiego rynku energii elektrycznej w ramach Unii Europejskiej. Przedstawia też środki, bariery oraz kolejne kroki, które muszą zostać podjęte w celu zapewnienia dalszej integracji we wszelkich możliwych kierunkach.

Na potrzeby opracowania przygotowaliśmy zestaw potencjalnych scenariuszy integracji oraz poddaliśmy je ocenie korzystając z Modelu Europejskiego Rynku Energii Elektrycznej (EEMM) opracowanego przez Regionalne Centrum Badań nad Polityką Energetyczną (REKK). Oceniane skutki scenariuszy obejmują

zmiany cen hurtowych oraz ich wpływ na dobrobyt społeczny w Polsce oraz innych krajach europejskich, a także poziom produkcji energii elektrycznej oraz emisję gazów cieplarnianych (GHG). Gospodarcze aspekty integracji zostały porównane dla różnych scenariuszy ewolucji polskiego miksu energetycznego oraz zmian poziomu ceny CO₂.

Zakres opracowania nie obejmuje wpływu integracji rynkowej na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii (poza lepszymi połączeniami międzysystemowymi), włączania do systemu niestabilnych OZE oraz inwestycji w nowe moce wytwórcze (założono, że kształtują się one egzogenicznie). Analiza wskazuje jedynie potencjalne konsekwencje integracji rynków energii, nie oceniając alternatywnych sposobów alokacji uwolnionych środków finansowych oraz ich wpływu na gospodarkę.

2. Tło analizy

Proces integracji rynku energii elektrycznej w Europie, mimo iż rozpoczął się przed wielu laty, wciąż napotyka na wiele przeszkód technicznych i politycznych. Mimo, że państwa członkowskie zadeklarowały, że do roku 2014 wszystkie rynki europejskie zostaną w pełni połączone i skoordynowane, tempo integracji jest nierówne.

W zachodniej części Europy 75% rynków już zostało zintegrowanych. Obecnie toczą się rozmowy oraz prowadzone są pogłębione analizy w zakresie wspólnego bilansowania, łączenia rynków krótkoterminowych oraz dalszej poprawy efektywności wspólnego rynku energii. Podczas konsultacji dotyczących nowej struktury rynku energii rozpoczętych przez Komisję Europejską w lipcu 2015 rozważano między innymi sposoby poprawy współpracy i koordynacji polityk energetycznych na szczeblu regionalnym (KE 2016).

Podstawową motywacją do działań na rzecz integracji rynków jest obniżenie cen energii (w ostatnich latach spadły one o 30%), zwiększenie możliwości bilansowania systemów energetycznych wobec wzrostu udziału OZE (głównie niestabilnych źródeł wiatrowych i słonecznych) oraz poprawa bezpieczeństwa dostaw.

Tworzenie wspólnego rynku energii oznacza zwiększoną konkurencję między wytwórcami energii elektrycznej. W wielu krajach, także w Polsce, wywołuje to obawy dotyczące przyszłości krajowych spółek energetycznych. Istnieje poważny dylemat, ale również niepewność dotycząca rzeczywistych skutków integracji rynków energii elektrycznej w długim okresie. Niniejsza analiza ma przyczynić się do lepszego zrozumienia tego procesu.

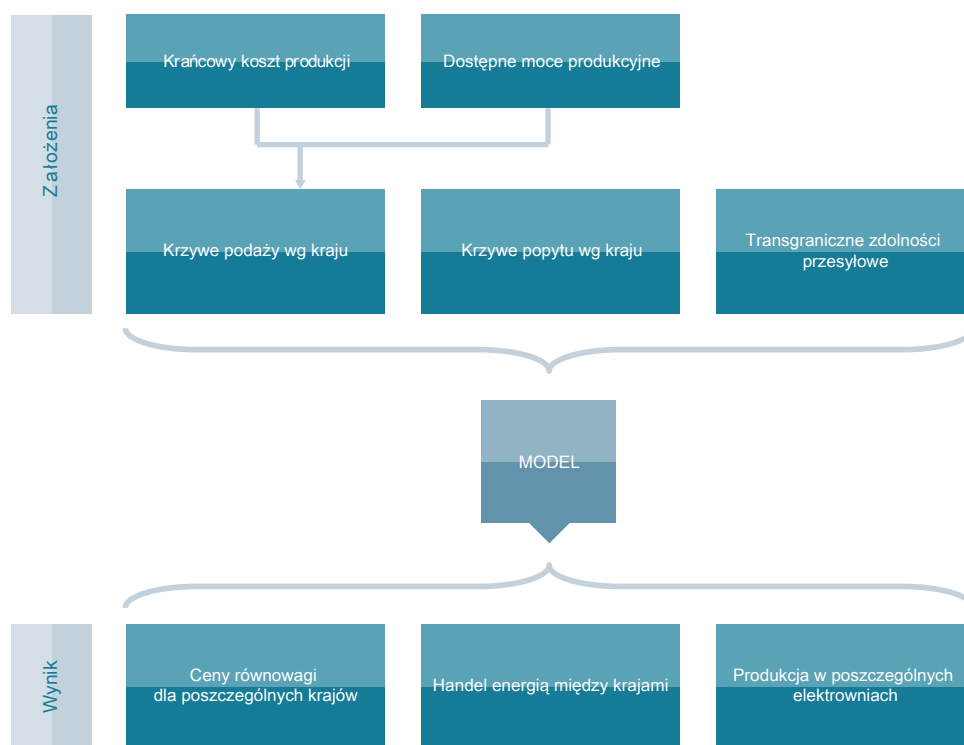
3. Metodologia

Ocena ilościowa skutków łączenia rynków energii oraz zwiększenia transgranicznej zdolności przesyłowej oparta jest na symulacjach z wykorzystaniem modelu EEMM opracowanego przez REKK. Model symuluje krótkoterminową konkurencję rynkową elektrowni w Europie (zob. mapa w załączniku). Obejmuje on 39 państw europejskich (jedno państwo stanowi jeden węzeł), 99 połączeń międzysystemowych (zakłada się, że każde dwa sąsiednie państwa są połączone jednym połączeniem międzysystemowym) oraz blisko 3 400 bloków energetycznych. Opierając się na danych wejściowych, model buduje krzywe podaży (*merit order*) w kolejnych krajach. Dzieje się to przez ustalenie rankingu bloków zgodnie z ich krótkoterminowym kosztem krańcowym, na który składają się trzy główne elementy: koszty paliwa, zmienne koszty operacyjne oraz koszty zakupu praw do emisji CO₂ (dotyczy jedynie państw uczestniczących w Europejskim Systemie Handlu Emisjami). Poszczególni producenci są cenobiorcami – traktują cenę energii na rynku jako daną. Dlatego też zawsze, gdy cena energii przewyższa krańcowy koszt produkcji w danym bloku, pracuje on z pełną mocą. Jeżeli cena jest niższa od kosztu krańcowego, produkcja jest zerowa. Natomiast

jeżeli koszt krańcowy w danym bloku jest równy cenie rynkowej, to produkuje on tyle energii, by w skali całego rynku podaż zrównała się z popytem.

Model oblicza zmienne wyjściowe: wolumen produkcji oraz handlu międzynarodowego energią, a także ceny w podstawie obciążenia na rynku hurtowym. Wybory producentów i konsumentów są ograniczone wyłącznie przez moce i limity dyspozycyjności elektrowni, a także połączenia transgraniczne (zdolności przesyłowe netto, NTC – *Net Transfer Capacity*). Dla każdego kraju określana jest osobna prognoza popytu na energię elektryczną. Przedsiębiorstwa obrotu energią łączą podaż i popyt na rynku, eksportują energię elektryczną do krajów, gdzie jest ona droższa, oraz importują z takich, gdzie jest ona tańsza. Eksport oraz import energii elektrycznej odbywa się pomiędzy sąsiednimi krajami w ramach dostępnych zdolności przesyłowych. Przyjęto, że ograniczenia połączeń transgranicznych są odzwierciedlone przez wartości NTC ustalone przez operatorów sieci, gdyż metoda oparta na NTC/ATC (dostępnych zdolnościach przesyłowych) pozostaje dominującą metodą ich przydziału.

Rysunek 1: Główne dane wejściowe i wyjściowe Europejskiego Modelu Rynku Energii Elektrycznej



Źródło: REKK

Dane wyjściowe w modelu (ceny i wolumeny produkcji energii, na podstawie których odbywa się obrót) pozwalają obliczyć wpływ integracji rynkowej – modelowanej jako wzrost dostępnej NTC – na dobrobyt społeczny (zob. Ramka 1).

Ramka 1. Wyliczenie całkowitych korzyści gospodarczych

Wyliczenie całkowitych korzyści gospodarczych następuje w oparciu o następujący wzór:

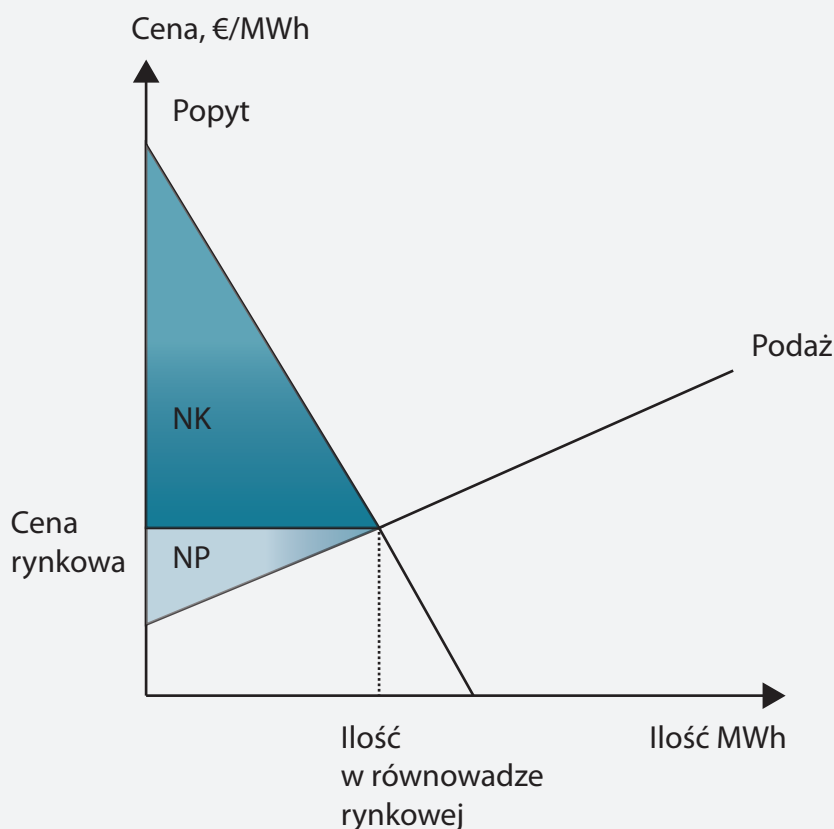
Dobrobyt społeczny = nadwyżka konsumenta + nadwyżka producenta + opłata z tytułu najmu transgranicznej zdolności przesyłowej

Nadwyżka konsumenta (NK) odpowiada różnicy pomiędzy ceną maksymalną, którą gotowy jest zapłacić konsument za energię, a faktyczną ceną, którą za nią płaci.

Nadwyżka producenta (NP) odpowiada iloczynowi wolumenu energii wytwarzanej w równowadze oraz jej ceny rynkowej, pomniejszonej o całkowite zmienne koszty produkcji.

Renta operatora (opłata z tytułu udostępnienia transgranicznych zdolności przesyłowych) stanowi iloczyn różnicy cen energii pomiędzy dwoma rynkami oraz wolumenu handlu między nimi. Renta pojawia się w przypadku, gdy zdolności przesyłowe są niewystarczające względem potrzeb uczestników wymiany transgranicznej.

Zmiana wolumenu obrotu energią pomiędzy dwoma krajami wpływa na wszystkie składowe dobrobytu społecznego. Niniejsze opracowanie ocenia wpływ integracji rynkowej na cenę oraz dobrobyt społeczny (zarówno w perspektywie krótko- jak i długookresowej). Wartość bieżącą netto dobrobytu społecznego w przypadku rozbudowy transgranicznych zdolności przesyłowych określa się przy wykorzystaniu czteroprocentowej społecznej stopy dyskontowej.



Źródło: REKK

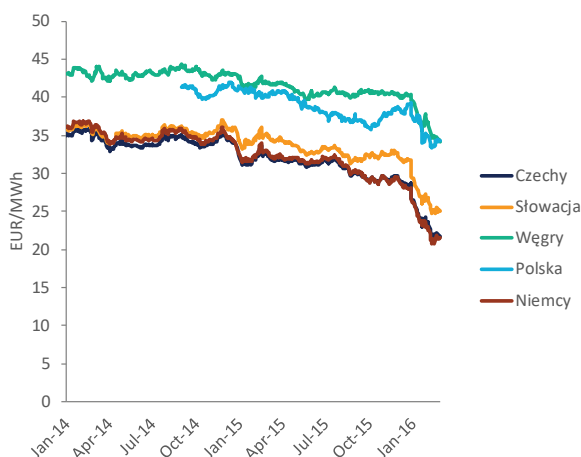
4. Polska wobec procesu integracji europejskiego rynku energii

4.1. Polski rynek energii elektrycznej w kontekście regionalnym

Polski rynek energii elektrycznej charakteryzuje się stosunkowo wysokimi cenami hurtowymi w porównaniu z krajami sąsiednimi. Na rynkach za granicą południowo-zachodnią spadek cen w ostatnich latach wynikał z kilku czynników, w tym rozwoju OZE, nadwyżki mocy konwencjonalnych, niskich cen praw do emisji CO₂, paliw oraz integracji z rynkiem Nord Pool cechującym się niskimi cenami. Znacząca produkcja energii ze słońca i wiatru powoduje okresy występowania niskich lub wręcz ujemnych cen na niemieckim rynku hurtowym, co poprzez handel transgraniczny wpływa również na kraje sąsiednie.

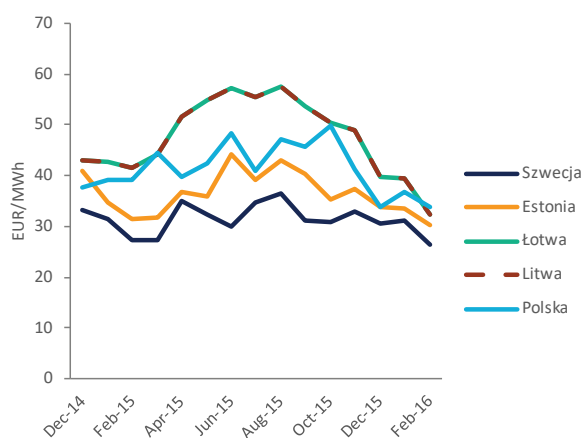
Ceny hurtowe za granicą północno-wschodnią są wyznaczone przez rynek Nord Pool, cechujący się dużym udziałem energetyki jądrowej i wodnej o niskich kosztach krańcowych. Do niedawna jedynie w Szwecji oraz Estonii występowały ceny energii niższe niż w Polsce. Jednak po uruchomieniu nowego połączenia międzysystemowego – podmorskiego kabla NordBalt – wskutek znaczącego wzrostu możliwości wymiany handlowej z Nord Pool, spadły również ceny hurtowe na Litwie i Łotwie.

Rysunek 2. Kontrakty długoterminowe year ahead: Polska na tle południowo-zachodnich sąsiadów



Źródło: REKK w oparciu o dane praskiej giełdy energii (PXE)

Rysunek 3. Średnie miesięczne ceny na rynku dnia następnego: Polska na tle północno-wschodnich sąsiadów

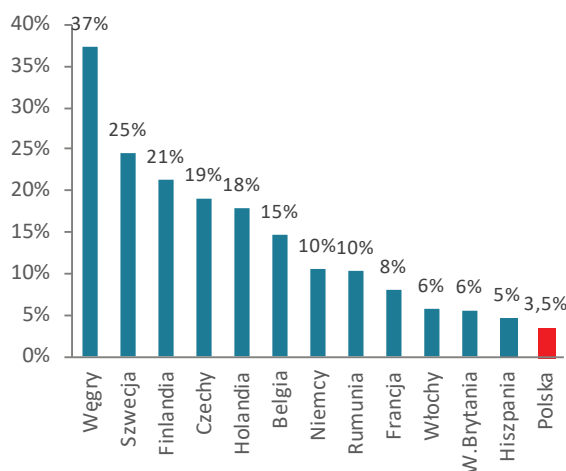


Źródło: REKK w oparciu o dane Nordpool oraz Towarowej Giełdy Energii (TGE)

Sytuacja na rynku niemieckim oraz Nord Pool wpływają na polski rynek w znacznie mniejszym stopniu, ponieważ system energetyczny Polski jest jednym z najbardziej odizolowanych w Unii Europejskiej. Nawet po niedawnym uruchomieniu połączenia LitPol Link1, możliwości importu energii do Polski są ograniczone do ekwiwalentu 3,5% krajowych zdolności wytwórczych.

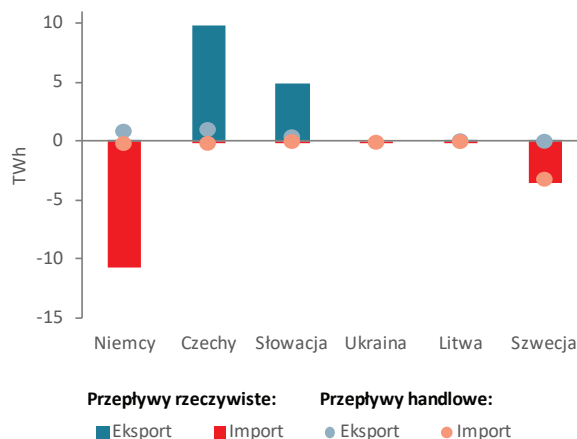
Wskaźnik ten jest jednym z najniższych w Unii Europejskiej i wypada niekorzystnie nawet w porównaniu z dużymi rynkami europejskimi cechującymi się trudnymi warunkami geograficznymi do rozwoju połączeń międzysystemowych z sąsiadami (m.in. Hiszpania, Wielka Brytania, Włochy).

Rysunek 4. Zdolności importowe w 2016 r. jako % mocy zainstalowanej netto



Źródło: WiseEuropa w oparciu o dane ENTSO-E

Rysunek 5. Przepływy faktyczne i handlowe na polskich granicach w 2015 r.



Źródło: WiseEuropa w oparciu o dane URE

Ograniczony wpływ handlu transgranicznego na polski rynek wynika nie tylko z ograniczeń infrastruktury fizycznej, ale również z nieplanowanych przepływów na granicy zachodniej (zob. Rozdział 4.4). Obecnie tylko Szwecja i Litwa (po wdrożeniu połączenia LitPol Link1) zapewniają znaczący potencjał dla przepływów handlowych. Ciekawą obserwacją jest, że jeśli chodzi o przepływy handlowe, Polska jest eksporterem netto w kierunku południowo-zachodnim, pomimo że przeciętne ceny są tam niższe. Można to tłumaczyć faktem, że okresy wysokiej produkcji energii z OZE w Niemczech przekładają się nie tylko na niskie ceny na tamtejszym rynku hurtowym, ale również na przepływy kołowe na południe kraju i do Austrii, co uniemożliwia Polsce import tańszej energii elektrycznej od jej sąsiadów.

4.2 Integracja europejskiego rynku energii w ramach Unii Europejskiej

Współpraca europejska w szeroko rozumianej dziedzinie energii sięga utworzenia Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali w latach pięćdziesiątych dwudziestego wieku. Ustanowienie wspólnej europejskiej polityki energetycznej uzgodniono jednak dopiero w roku 2005, a formalnie wdrożono w Traktacie Lizbońskim, który wszedł w życie w 2009 r. Artykuł 194 Traktatu ustanawia kompetencje Unii Europejskiej w obszarze energii:

- zapewnienie funkcjonowania rynku energii,
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii,

- wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii,

- wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

Zgodnie z Traktatem, państwa członkowskie utrzymały prawo do kształtowania swoich miksów energetycznych. Natomiast instytucje unijne mają zarówno prawo, jak i obowiązek działać na rzecz integracji europejskich rynków energii. Unia Europejska ma także pośredni wpływ na politykę energetyczną poprzez instrumenty ochrony środowiska i konkurencji.

W przypadku rynku energii elektrycznej procesy liberalizacji, harmonizacji oraz integracji rozpoczęły się w latach dziewięćdziesiątych. Pierwszy (z roku 1996) oraz drugi (z roku 2003) pakiety energetyczne wprowadziły regulacje skoncentrowane na liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu. Obejmowały one zasadę dostępu stron trzecich, separację (*unbundling*) wytwarzania energii elektrycznej od jej przesyłu i dystrybucji, umożliwienie wejścia na rynek nowym graczom oraz swobodę wyboru dostawców przez konsumentów. Liberalizacja na szczeblu państw członkowskich stworzyła fundament dla integracji w oparciu o mechanizmy rynkowe na szczeblu europejskim (tj. budowy jednolitego rynku energii). Jest to kluczowy cel trzeciego pakietu energetycznego wprowadzonego w 2009 r. Oprócz działań na szczeblu unijnym, istnieje szereg formalnych i nieformalnych regionalnych inicjatyw politycznych skoncentrowanych na różnych wymiarach integracji rynku energii (zob. Ramka 2).

Ramka 2. Wybrane europejskie oraz regionalne inicjatywy polityczne na rzecz integracji rynku energii

- **Podejście regionalne do integracji rynku energii.** Mimo że Unia Europejska dąży do opracowania rozwiązań w zakresie jednolitego rynku energii, szereg kwestii jest koordynowanych na szczeblu regionalnym poprzez współpracę pomiędzy operatorami sieci przesyłowych oraz pozostałymi odpowiednimi instytucjami krajowymi. Obejmuje tę koordynację bezpieczeństwa dostaw (RSC - *Supply Coordination Regions*) oraz obliczanie zdolności przesyłowych (CCR - *Capacity Calculation Regions*). Ostatnio debata europejska przebiega w kierunku rozwoju współpracy regionalnej dotyczącej polityki energetycznej, dotyczącej takich działań jak projektowanie mechanizmów mocowych, wspieranie odnawialnych źródeł energii oraz ich integracji rynkowej, a także gotowości na wypadek wystąpienia zagrożeń (ENTSO-E 2016). Jednym z najnowszych przykładów zaangażowania Polski w ten proces było podpisanie deklaracji¹ „12 sąsiadów energetycznych” w czerwcu 2015 r. Z inicjatywą deklaracji wystąpiły Niemcy. Potwierdzono w niej, że pomimo rozbieżności w kwestiach szczegółowych, sygnatariusze wyrażają wolę identyfikacji wspólnych, powszechnie akceptowalnych rozwiązań (na zasadzie *no regrets*) w zakresie integracji regionalnej. Obejmują one skoordynowane wdrażanie kodeksu sieciowego CACM, sprzyjanie handlowi transgranicznemu oraz dążenie do osiągnięcia poprawy elastyczności systemu (m.in. poprzez unikanie bezpośredniego i pośredniego ustalania pułapów cenowych, stymulowanie działań po stronie popytowej oraz wspieranie integracji transgranicznej rynków bilansujących).
- **Pięciostronne Forum Energetyczne (Pentalateral Energy Forum).** Forum łączy kraje Beneluksu, Niemcy, Francję, Austrię oraz Szwajcarię. Działające od 2007 roku Forum ma na celu stymulowanie integracji europejskiego rynku energii. Odgrywa ono pionierską rolę w testowaniu nowych rozwiązań wzmacniania połączenia pomiędzy rynkami krajowymi. Jest to zgodne z wieloetapowym podejściem do integracji przyjętym przez instytucje unijne oraz państwa członkowskie. Zazwyczaj nowe inicjatywy są najpierw wdrażane w regionie Europy północno-zachodniej, a następnie są stopniowo rozszerzane na pozostałe kraje Unii Europejskiej. Najnowsze przykłady tego podejścia obejmują inicjatywy łączenia rynku dnia następnego oraz rozwój rynku dnia bieżącego.
- **BEMIP (Plan Działań w Zakresie Połączeń Międzysystemowych na Rynku Energii Państw Bałtyckich - Baltic Energy Market Interconnection Plan).** BEMIP wiąże kraje bałtyckie, Finlandię, Polskę oraz Niemcy. Kluczowym celem Planu jest zaadresowanie problemu izolacji energetycznej krajów bałtyckich oraz Finlandii od reszty Unii Europejskiej. Plan obejmuje inwestycje w transgraniczną infrastrukturę elektroenergetyczną łączącą kraje bałtyckie, nordyckie i Polskę. Zawiera również środki wspierające rozbudowę infrastruktury gazowej w regionie, w tym gazociągi, magazyny gazu oraz LNG.

11

Trzeci pakiet energetyczny ma na celu stworzenie jednolitego konkurencyjnego europejskiego rynku energii poprzez dwa kluczowe instrumenty:

- Utworzenie instytucji unijnych zapewniających współpracę regulatorów oraz operatorów sieci przesyłowych. Są to Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E) oraz Gazu (ENTSO-G). Pakiet wzmacnia również niezależność krajowych organów regulacyjnych oraz operatorów sieci, co dodatkowo sprzyja współpracy pomiędzy tymi instytucjami.
- Ustanowienie wspólnych kodeksów sieciowych jako kluczowych narzędzi służących integracji technicznej i organizacyjnej systemów energetycznych państw członkowskich.

Kodeksy te zawierają zasady funkcjonowania systemu, zasady przyłączania wytwórców i konsumentów oraz funkcjonowania rynku energii, w tym współpracy pomiędzy europejskimi giełdami energii. Kodeksy opracowywane są na drodze współpracy ACER, ENTSO-E/G, Komisji Europejskiej oraz organów regulacyjnych i operatorów sieci państw członkowskich.

Opracowanie oraz wdrożenie kodeksów sieciowych jest złożonym procesem, w który zaangażowanych jest szereg uczestników. Pomimo licznych trudności natury organizacyjnej, technicznej i politycznej, proces ten jest kontynuowany, a kilka kodeksów zostało już wdrożonych lub stanie się to w najbliższej przyszłości.

Tabela 1. Status kodeksów sieciowych w zakresie energii elektrycznej – wrzesień 2016 r.

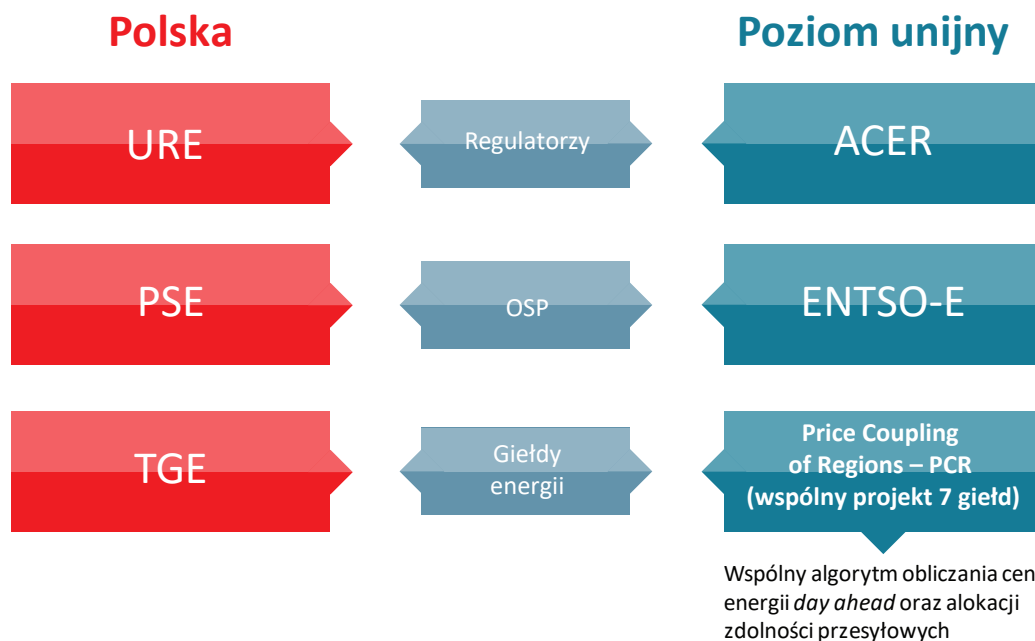
Status	Kodeks sieciowy
Obowiązują	• Alokacja zdolności przesyłowych i zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi (CACM) • Wymagania wobec wytwórców • Przyłączanie odbiorców do sieci
Zatwierdzone przez państwa członkowskie, oczekują na zatwierdzenie przez Parlament Europejski, Komisję Europejską oraz wejście w życie	• Połączenia HVDC (wysokonapięciowy system przesyłowego prądu stałego) • Długoterminowa alokacja zdolności przesyłowych • Bezpieczeństwa pracy systemu
Oczekują zatwierdzenia przez państwa członkowskie	• Bilansowanie energii elektrycznej • Sytuacje awaryjne i przywracanie systemu
Źródło: ENTSO-E	

1 Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market, signed by Germany, Poland, Austria, Belgium, Czech Republic, Denmark, France, Germany, Luxembourg, Netherlands, Norway, Sweden, and Switzerland.

Z perspektywy rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej, kodeks CACM stanowi podstawowy zestaw zasad kierujących integracją. Był to pierwszy kodeks w sprawie sieci elektroenergetycznych, który wszedł w życie w 2015 r. Obejmuje on między innymi przydział zdolności przesyłowych, określenie stref cenowych oraz zagadnienia funkcjonowania rynków dnia następnego oraz dnia bieżącego. Kodeks, wprowadzony w formie dyrektywy, wymusza harmonizację zasad rynku energii w Unii Europejskiej (m.in. rodzaje oferowanych produktów), co ułatwia transgraniczną wymianę handlową. Wprowadza on również pojęcie Nominowanych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (NEMO - *Nominated Electricity Market Operator*). Są to giełdy energii wy-

brane przez państwa członkowskie w celu wykonywania zadań związanych z integracją rynków dnia następnego oraz dnia bieżącego, obejmujących opracowanie wspólnych algorytmów oraz procedur ułatwiających handel. W Polsce wybranymi NEMO są TGE, EPEX SPOT oraz *Nord Pool Spot*. Obecnie europejskie giełdy energii (w tym polska TGE) uczestniczą w projekcie PCR (*Price Coupling of Regions*). Ma on na celu opracowanie jednolitego algorytmu wyliczenia cen na rynku dnia następnego oraz przydzielania zdolności przesyłowych. Jest to kluczowy element wymagany dla pomyślnego łączenia rynków (*market coupling*), będącego docelowym modelem integracji rynku dnia następnego w Unii Europejskiej.

Rysunek 6. Współpraca instytucjonalna na rzecz rozwoju jednolitego rynku energii elektrycznej



Źródło: WiseEuropa

4.3. Łączenie rynków - stan obecny oraz przyszłe działania

W perspektywie krótkoterminowej, jednym z kluczowych procesów integracyjnych mających wpływ na Polskę jest dobiegający końca proces łączenia rynków dnia następnego w całej Unii Europejskiej. Obecnie mechanizm łączenia rynków energii (*market coupling*), jak już wspomniano wcześniej, jest wprowadzony na ok. 75% granic w Unii Europejskiej. Ponad 90% handlu transgranicznego odbywa się w krajach, w których funkcjonuje połączenie rynku z co najmniej jednym państwem sąsiednim (zob. Ramka 3).

Łączenie rynków stanowi metodę integracji rynków energii elektrycznej (stref cenowych) w obszar rynku jednolitego.

Głównym założeniem tego procesu jest odejście od oddzielnego zakupu energii elektrycznej i zdolności przesyłowych podczas handlu między strefami w ramach rynku dnia następnego (*aukcje jawne*) na rzecz automatycznego algorytmu zakupu zdolności przesyłowych (*aukcje typu „implicit”*). Algorytm ten wykorzystuje dane o ofertach na rynku energii oraz o dostępności infrastruktury transgranicznej w celu przydziału zdolności przesyłowych w sposób maksymalizujący korzyści społeczne z handlu oraz minimalizujący różnice cen pomiędzy strefami. Dzięki temu następuje ułatwienie międzystrefowej wymiany handlowej. Korzyści z tego tytułu odnoszą wszyscy biorący udział w handlu energią, bez konieczności uczestnictwa w oddzielnej aukcji otwierającej dostęp do innych stref.

Ramka 3. Europejskie inicjatywy w dziedzinie łączenia rynków

Według stanu na lato 2016 roku działają dwie inicjatywy łączenia rynków w Unii Europejskiej:

- MRC (*Multi-Regional Coupling*) – ogólnoeuropejski projekt powstały po tym, jak połączenie rynków w regionie Europy Północno-Zachodniej rozszerzyło się na obszar Europy Południowo-Zachodniej (Hiszpania i Portugalia) w 2014 r. Centralny region Europy Południowej (Włochy i Słowenia) przystąpił do MRC w roku 2015. MRC obejmuje ok. 90% unijnego rynku energii, z wyjątkiem Grecji, Irlandii oraz państw Europy Środkowej uczestniczących w inicjatywie 4M MC (zob. niżej). Polska uczestniczy w przedsięwzięciu poprzez łączenie rynku ze Szwecją i Litwą.
- 4M MC (4M – *Market Coupling*) – przedsięwzięcie środkowoeuropejskie łączące Czechy, Słowację, Węgry oraz Rumunię. Rozwiązanie PCR wykorzystywane w projekcie 4M MC jest podobne do rozwiązania wybranego w inicjatywie MRC, z wyjątkiem innego czasu zamknięcia bramki. Pomimo że Polska była zaangażowana w projekt na jego wstępnych etapach, pozostaje poza 4M MC wskutek różnic w czasie zamknięcia bramki, który nie odpowiada projektowi MRC.
- Integracja MRC oraz 4M MC spodziewana jest w ciągu kolejnych dwóch lat wraz z wprowadzeniem łączenia rynków w oparciu o metodologię opartą na rzeczywistych przepływach w regionie Europy Środkowowschodniej. Integracja polskiego rynku energii z rynkami sąsiednich krajów Europy Środkowej jest więc szerszym procesem, w ramach którego wszystkie strefy cenowe w Europie zostaną docelowo połączone.

W latach 2011-2015 polski rynek był połączony mechanizmem *market coupling* jedynie ze Szwecją. Ostatnio został połączony również z rynkiem litewskim, równoległe z uruchomieniem fizycznego połączenia LitPol Link. Wciąż nie zrealizowano połączenia z rynkiem niemieckim oraz inicjatywą 4M MC (Czechy, Słowacja, Węgry i Rumunia). Tabela 2 podsumowuje obecny postęp w tym obszarze. Całkowite połączenie rynków Polski z jej europejskimi sąsiadami spodziewane jest w perspektywie roku 2018. Do tego czasu zostanie dokończona inwestycja w prze-

suwniki fazowe mająca rozwiązać problem przepływów kołowych na zachodniej granicy Polski (zob. następny podrozdział). Ponadto, w ramach łączenia rynków w regionie zostanie wykorzystana metodologia oparta o przepływy fizyczne (*flow-based methodology*) uwzględniająca strukturę sieci. W najbliższych latach zarówno inwestycje infrastrukturalne, jak i zmiany organizacyjne będą więc służyć integracji rynku polskiego z rynkami niemieckim oraz środkowoeuropejskim.

13

Tabela 2. Postęp w zakresie łączenia rynku w Polsce

Połączenie	Status	Data wprowadzenia
Polska – Szwecja	Funkcjonuje	Grudzień 2010
Polska – Litwa	Funkcjonuje	Grudzień 2015
Polska – 4M MC	Przygotowania w ramach wspólnego projektu łączenia rynków w regionie Europy Środkowej i Wschodniej	2018 (?)
Polska – Niemcy		

Źródło: WiseEuropa

4.4. Rozwój połączeń transgranicznych

Usunięcie istniejących wąskich gardeł oraz rozbudowa transgranicznej infrastruktury przesyłowej to kluczowe elementy integracji europejskiego rynku energii. Unijny cel w zakresie połączeń międzysystemowych na rok 2020 to co najmniej 10%: każde państwo członkowskie powinno dysponować połączeniami międzysystemowymi, które pozwala mu wyeksportować lub zaimportować równowartość co najmniej 10% krajowej produkcji energii elektrycznej. Cel na rok 2030 został ustalony na poziomie 15%. Aby osiągnąć te cele w Polsce konieczne są inwestycje w nowe połączenia transgraniczne. Takie przedsięwzięcia wymagają długofalowego planowania oraz wielostronnych uzgodnień pomiędzy poszczególnymi operatorami sieci. Na szczeblu krajowym, operator systemu przesyłowego, czyli PSE, integruje

inwestycje transgraniczne z szerszymi planami długofalowymi, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Najnowszy „Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025” został wydany przez PSE w 2015 r. Na szczeblu Unii Europejskiej, długofalowe planowanie w zakresie przedsięwzięć transgranicznych przyjmuje postać aktualizowanych co dwa lata Dziesięcioletnich Planów Rozbudowy Sieci (TYNDP). Są one przygotowywane przez ENTSO-E, a wkład w te przygotowania mają regionalne grupy operatorów, które poprzez wspólne modelowanie określają optymalny sposób rozbudowy połączeń międzysystemowych. Polska uczestniczy w dwóch grupach: *Baltic Sea* (razem z Niemcami oraz państwami bałtyckimi i nordyckimi) oraz *Continental Central East* (łącznie z Niemcami, Austrią, Republiką Czeską, Słowacją, Węgrami, Rumunią, Słowenią

i Chorwacją). Najnowsze sprawozdanie TYNDP 2016 zawiera szczegółową listę przedsięwzięć do roku 2030.

Zarówno plany polskie jak i europejskie wskazują, że dwa kluczowe obszary rozwoju połączeń międzysystemowych to grani-

ca polsko-niemiecka (przesuwniki fazowe, GerPol Power Bridge) oraz granica polsko-litewska (potencjalny drugi etap przedsięwzięcia LitPol Link, a także połączenie państw bałtyckich z Europą kontynentalną poprzez Polskę).

Tabela 3. Długofalowe plany w zakresie połączeń międzysystemowych dla Polski do roku 2030

Nazwa projektu	Granica	Wzrost NTC (MW)	Rok uruchomienia
GerPol Improvements (przesuwniki fazowe)	Polska-Niemcy	PL-DE: 1500 DE-PL: 500	2016/2018
LitPol Link Stage 2	Polska-Litwa	500	2020
Baltics - Continental Europe Link	Polska-Litwa	600	2025
GerPol Power Bridge I (rozbudowa sieci na terenie Polski)	Polska-Niemcy	PL-DE: 500 DE-PL: 1500	2020
GerPol Power Bridge II	Polska-Niemcy	DE-PL: 1500	2030

Źródło: WiseEuropa w oparciu o raporty ENTSO-E i PSE

Podczas gdy inwestycje na granicy polsko-litewskiej koncentrują się na połączeniu za pomocą nowych linii transgranicznych, przedsięwzięcia na granicy zachodniej są bardziej zróżnicowane. Wzrost NTC na granicy polsko-niemieckiej zostanie osiągnięty poprzez wykorzystanie trzech różnych metod:

- W perspektywie krótkoterminowej, inwestycje w **przesuwniki fazowe** pozwalające ograniczyć niekontrolowane przepływy kołowe doprowadzą do bardziej efektywnego wykorzystania istniejących połączeń międzysystemowych, odblokowując potencjalne przepływy handlowe pomiędzy oboma krajami. Para przesuwników fazowych na połączeniu południowym (Mikulowa-Hagenwerder) została włączona w czerwcu 2016 r., natomiast północne połączenie (Krajnik-Vierraden) zostało wyłączone do czasu instalacji drugiej pary przesuwników fazowych (najprawdopodobniej w 2018 r.);
- Rozbudowa sieci krajowej jest kolejnym środkiem służącym usunięciu wewnętrznych wąskich gardeł w systemie przesyłowym, odblokowującym niewykorzystany potencjał

handlowy dwóch istniejących połączeń na polskiej granicy. Mimo że poprzednie plany przewidywały rozbudowę nowego połączenia na początku lat dwudziestych XXI wieku, PSE wyznaczyły jako swój priorytet rozbudowę sieci krajowej jako szybszy oraz bardziej opłacalny sposób zwiększenia NTC na granicy zachodniej;

- Nowe połączenie zwiększające transgraniczne zdolności przesyłowe brutto i netto stanowi trzecią i ostatnią większą inwestycję na granicy polsko-niemieckiej przewidzianą do roku 2030 w bieżącym planie.

Kolejne dwa rozdziały opisują ilościową ocenę skutków kluczowych działań integracyjnych. Rozdział 4 skupia się na ocenie inwestycji w przesuwniki fazowe oraz dokończenia procesu łączenia rynków. W obu przypadkach wystąpienie pierwszych skutków spodziewane jest do roku 2018. Rozdział 5 uwzględnia perspektywę do roku 2030, koncentrując się na skutkach inwestycji infrastrukturalnych przedstawionych w Tabeli 3.

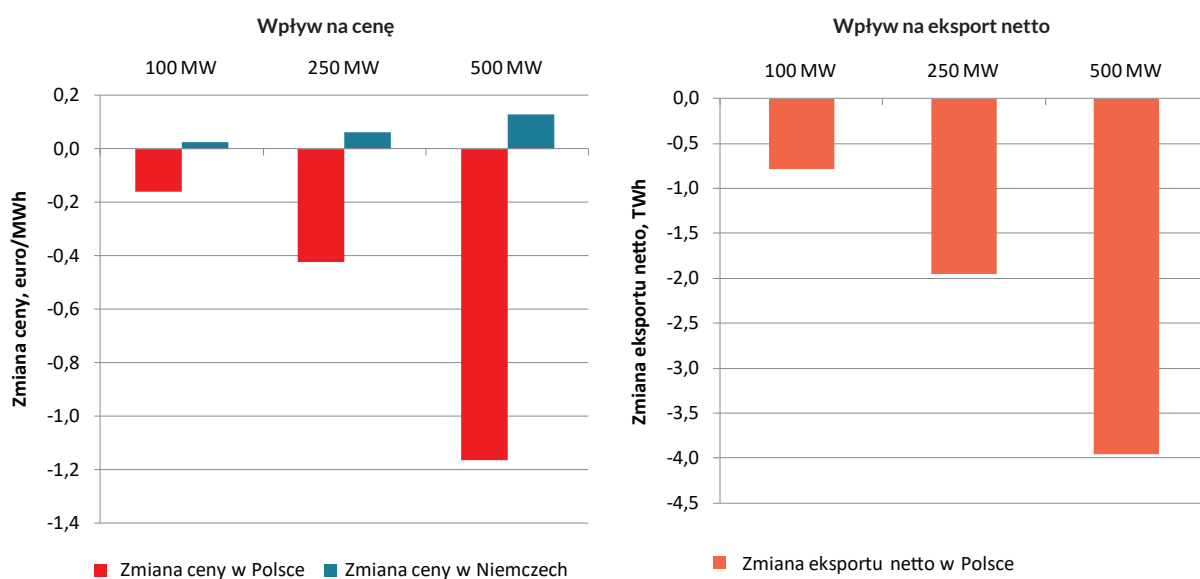
5. Ocena skutków krótkoterminowych działań na rzecz integracji rynkowej

5.1. Przesuwniki fazowe na granicy polsko-niemieckiej

Pierwszym elementem analizy ilościowej jest ocena potencjalnego wpływu wprowadzenia przesuwników fazowych na granicy polsko-niemieckiej. W związku z tym, że ex ante nie jest znany dokładny wpływ tej inwestycji na wzrost zdolności przesyłowych netto (NTC), ocena obejmuje kilka opcji. Różnią się one od siebie skalą wzrostu NTC: +100 MW, +250 MW oraz +500

MW. Są to wartości poglądowe, oddające prawdopodobną skalę wpływu wprowadzenia pierwszego przesuwnika fazowego. Analiza przedstawiona w niniejszym rozdziale dotyczy w szczególności 2017 r. Będzie to pierwszy pełny rok eksploatacji przesuwnika fazowego uruchomionego w czerwcu 2016 r.

Rysunek 7. Wpływ wzrostu NTC pomiędzy Polską a Niemcami na hurtową cenę energii elektrycznej oraz wymianę handlową w 2017 roku



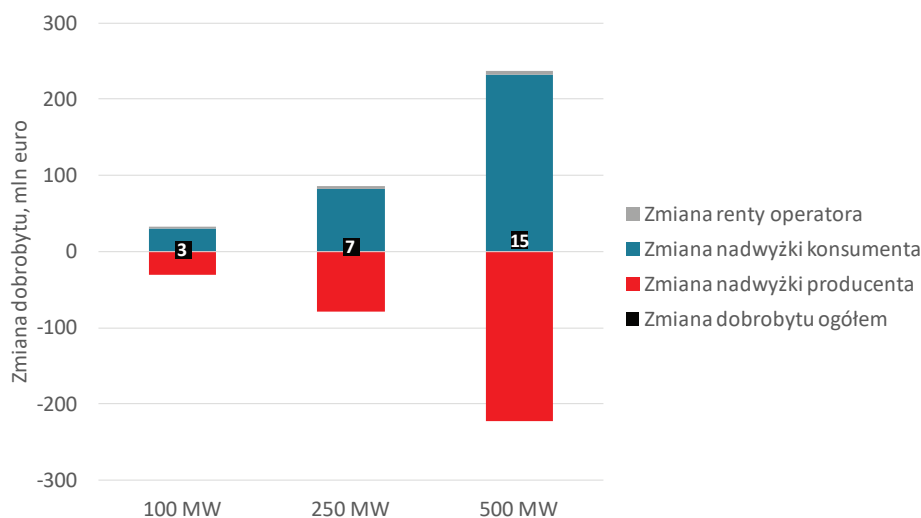
Źródło: model EEMM

Wzrost wymiany międzynarodowej przełoży się na spadek hurtowej ceny energii elektrycznej w Polsce o 0,2-1,2 euro/MWh, zależnie od skali wzrostu zdolności przesyłowych netto na polsko-niemieckiej granicy. Import netto energii wzrośnie o 0,7-4 TWh rocznie (tj. maksymalnie do 3% całkowitego krajowego zużycia). Wyniki modelowania wskazują, że ostateczny wpływ dalszego wzrostu połączeń transgranicznych może być jeszcze większy ze względu na interakcję między krzywymi podaży (*merit order*) na obu rynkach.

Spodziewany spadek cen jest na tyle duży, że będzie odczuwalny dla polskiej gospodarki, z tym, że wpływ ten zależy od

nakładów inwestycyjnych w ramach powiązanych inwestycji w sieci. Wynikiem spadku rynkowej ceny hurtowej energii elektrycznej jest wyższa nadwyżka konsumenta i niższa nadwyżka producenta. Efekt ten jest skalowalny, co wynika ze znacznych różnic cenowych między Polską a Niemcami oraz ograniczonej wielkości (względem obu rynków) dodatkowych NTC uruchamianych w 2016 r. Ponadto należy oczekiwać wzrostu renty operatora z udostępniania zdolności przesyłowych, spadek różnic cenowych między rynkami jest bowiem rekompensowany przez większy wolumen handlu możliwy dzięki dodatkowym NTC.

Rysunek 8. Zmiana dobrobytu społecznego w Polsce wynikająca ze wzrostu NTC między Niemcami a Polską w roku 2017



Źródło: model EEMM

5.2. Łączenie rynków z Niemcami i Europą Środkową

Łączenie rynków, czyli wprowadzenie aukcji *implicit* na transgraniczne zdolności przesyłowe (patrz Rozdział 4.3), ma pozytywny wpływ na ich dostępność: w związku z bardziej wydajną alokacją zdolności przesyłowych netto (NTC), zwiększą się możliwości handlowe. W przeciwieństwie do zastosowania przesuwników fazowych czy budowy nowych transgranicznych elementów sieci, wprowadzenie łączenia rynków nie wymaga inwestycji w fizyczną infrastrukturę (poza rozwiązaniami ICT) - jest to zasadniczo działanie regulacyjne. Zatem druga opcja integracji rynkowej analizowana w perspektywie krótkoterminowej koncentruje się na zakończeniu procesu łączenia rynków dla Polski do roku 2018. Ocenę skutków przeprowadzono dla łączenia rynku polskiego z 4M MC (Republika Czeska, Słowacja, Węgry i Rumunia) i Niemcami, w różnych kombinacjach (łączenie rynków wyłącznie z Niemcami - „scenariusz DE”, łączenie rynków z krajami sąsiadującymi z Polską od południa - „scenariusz 4M

MC” oraz kompletna południowo-zachodnia integracja - „scenariusz DE+4M MC”). Bieżące plany zakładają wprowadzenie tej ostatniej opcji w ramach jednego projektu integracyjnego w całym regionie Europy Środkowej i Wschodniej (CEE - *Central and Eastern Europe*). Zbadano jednak wszystkie trzy alternatywne koncepcje, uwzględniając niepewność związaną z trwającym procesem oraz dla celów poglądowych. Podstawowym założeniem analizy jest brak wymiany handlowej przy alokacji typu *explicit* w przypadku, gdy różnice cenowe na rynku dnia następnego nie przekraczają 2 EUR/MWh². Wynika to z niedoskonałego przepływu informacji między rynkiem energii oraz aukcjami zdolności przesyłowych. Prowadzi to do powstania ryzyka handlowego i utrudnia uzyskanie pełnych korzyści z handlu transgranicznego w warunkach niewielkich różnic cen energii. Łączenie rynków eliminuje tę barierę, ponieważ informacje na temat dostępności połączeń transgranicznych są w pełni zinternalizowane przez rynek energii, a zatem całkowity wolumen obrotu rośnie przy jednoczesnym spadku kosztów transakcyjnych i ograniczeniu ryzyka (por. GME 2008; Booz&Co 2013).

Tabela 4. Scenariusze oceny łączenia rynków

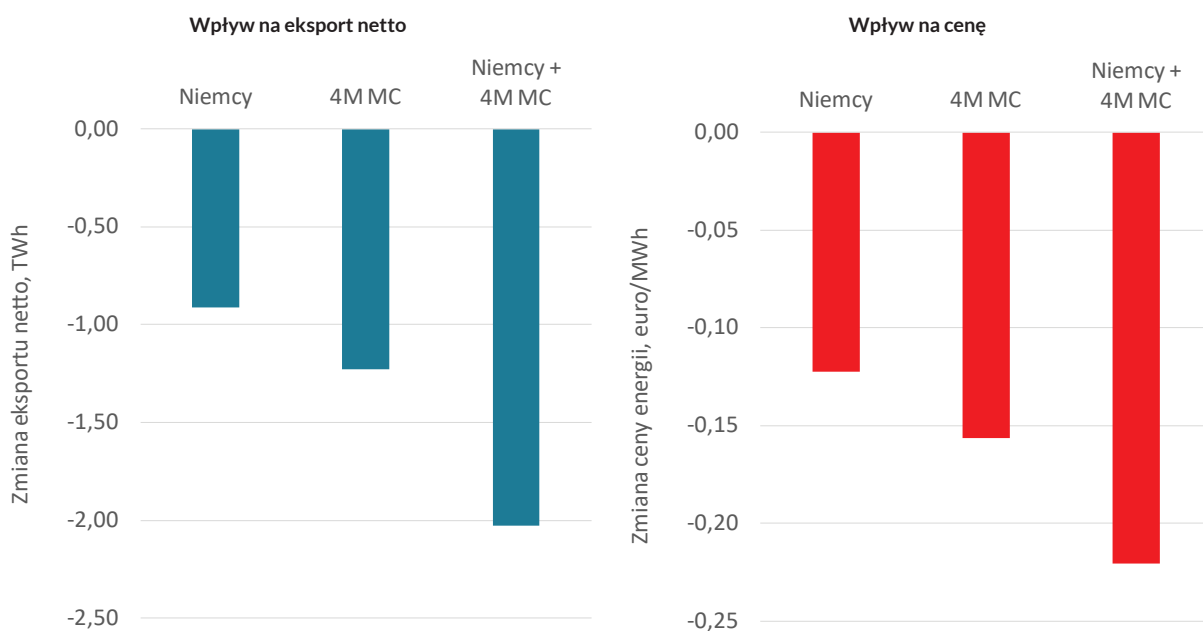
Scenariusz	Próg cenowy (EUR/MWh) dla handlu na granicy Polski z:			
	Szwecją	Litwą	Niemcami	4M MC (Czechami i Słowacją)
Brak dalszego łączenia rynków (referencyjny)	0	0	2	2
DE	0	0	0	2
4M MC	0	0	2	0
DE + 4M MC	0	0	0	0

Źródło: REKK

² Na podstawie danych dotyczących średniej różnicy między miesięczną ceną NTC na aukcji a ceną na rynku dnia następnego przed i po łączeniu rynków (ACER/CEER 2015).

Połączenie polskiego rynku z Niemcami oraz krajami 4M MC spowoduje zbliżone efekty zarówno jeśli chodzi o spadek cen energii elektrycznej (0,12–0,16 EUR/MWh), jak i spadek eksportu netto na oba rynki (0,75–1,15 TWh). Jednocześnie, połączenie tych dwóch scenariuszy nie jest ich prostą sumą. W scenariuszu DE+4M MC ceny spadają o 0,23 EUR/MWh, a eksport netto maleje o 2 TWh. Wziąwszy jednak pod uwagę brak istotnych kosztów związanych z łączeniem rynków, opcja ta jest preferowana względem scenariuszy oddzielnego łączenia rynków.

Rysunek 9. Hurtowa cena energii elektrycznej i wpływ na wolumen obrotu w Polsce w wyniku łączenia rynków z Niemcami i/albo krajami 4M MC w 2018 roku

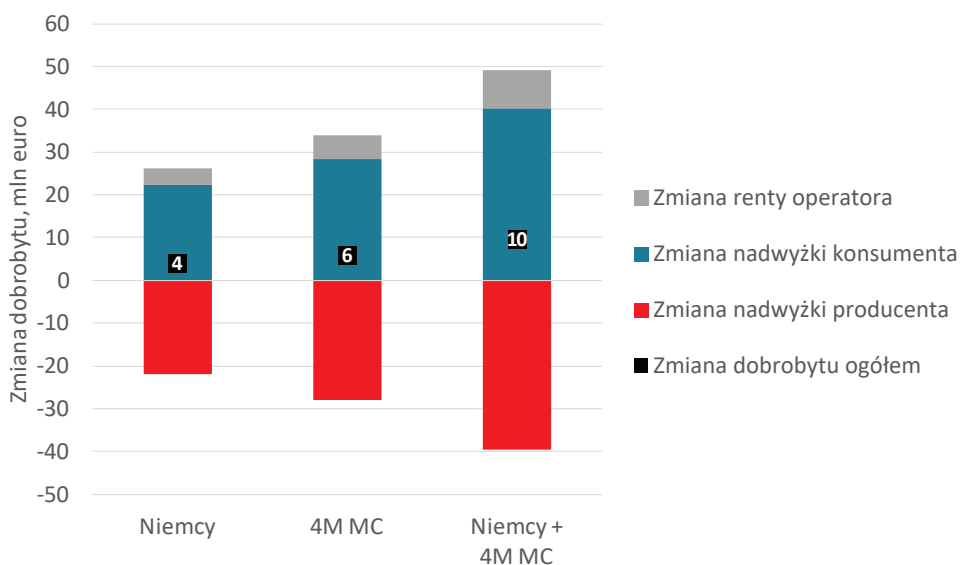


17

Źródło: model EEMM

Tak jak poprzednio, we wszystkich przypadkach konsumenci zyskują na spadku cen - nadwyżka konsumenta rośnie, a producenci narażeni są na większą konkurencję. Potencjalna strata producentów jest jednak mniejsza i w pełni kompensowana (na poziomie krajowym) nie tylko przez korzyści dla konsumentów, ale też wzrost renty operatora sieci przesyłowej z tytułu większego obrotu transgranicznego (patrz Ramka 1 w Rozdziale 3). Zgodnie z symulacjami, integracja z Niemcami oraz 4M MC nie są konkurencyjnymi alternatywami – łączne korzyści netto w scenariuszu DE+4M MC są większe niż korzyści zarówno w scenariuszu DE, jak i 4M MC.

Rysunek 10. Zmiana dobrobytu społecznego w Polsce wynikająca z połączenia rynków z Niemcami i/lub krajami 4M MC w 2018 roku



Źródło: model EEMM

6. Ocena skutków długoterminowych działań na rzecz integracji rynkowej

6.1 Połączenia transgraniczne: scenariusze zachodni i bałtycki

Instalacja przesuwników fazowych i łączenie rynków są działaniami, które w krótkim okresie mogą pogłębić integrację rynku polskiego w ramach UE. W celu zbadania długoterminowych działań na rzecz integracji rynkowej dla Polski, przeanalizowano kilka scenariuszy rozbudowy transgranicznej infrastruktury przesyłowej na podstawie najnowszych planów rozwoju sieci przygotowanych przez ENTSO-E (TYNDP) oraz PSE. We wszystkich scenariuszach rozważono pięć inwestycji skoncentrowanych na granicy polsko-niemieckiej i polsko-litewskiej. Podzielo-

no je na dwie grupy (bałtycką i zachodnią). Oceniamy zatem trzy alternatywne opcje:

- **Zachodnią**, skoncentrowaną na integracji z Niemcami;
- **Bałtycką**, skoncentrowaną na integracji z krajami bałtyckimi, za pośrednictwem Litwy; oraz
- **Zachodnią + bałtycką**, która zakłada integrację zarówno z Niemcami jak i z krajami bałtyckimi.

Podstawą naszej analizy jest scenariusz odniesienia, który zakłada brak dalszej integracji wykraczającej poza obecnie realizowane inwestycje w przesuwniki fazowe na polsko-niemieckiej granicy. Planowane projekty i przygotowane scenariusze podsumowano w Tabeli 5.

Tabela 5. Scenariusze rozwoju połączeń transgranicznych do roku 2030

	GerPol Improvements	GerPol Power Bridge I	GerPol Power Bridge II	LitPol Link Stage 2	Baltics-Continental Europe
Odniesienia (bez dalszej integracji)	+				
Zachodni	+	+	+		
Bałtycki	+			+	+
Zachodni + bałtycki	+	+	+	+	+

Źródło: WiseEuropa i REKK

Choć niniejsza analiza koncentruje się na już zaplanowanych inwestycjach, oceniamy też skutki alternatywnych opcji integracji, w tym rozwoju infrastruktury na granicy polsko-ukraińskiej (patrz Ramka 4 w Rozdziale 6.5.). Umożliwia to zaprezentowanie konsekwencji rozbudowy połączeń transgranicznych niezależnie od obecnych planów.

6.2 Rozwój mocy wytwórczych: scenariusz centralny, węglowy i odnawialny

Wpływ gospodarczy i systemowy danego scenariusza integracyjnego może się różnić zależnie od krajowego miks energetyczny. Badamy zatem trzy alternatywne scenariusze rozwoju mocy wytwórczych, które obejmują szeroki zakres potencjalnych możliwości energetycznych w Polsce do roku 2030:

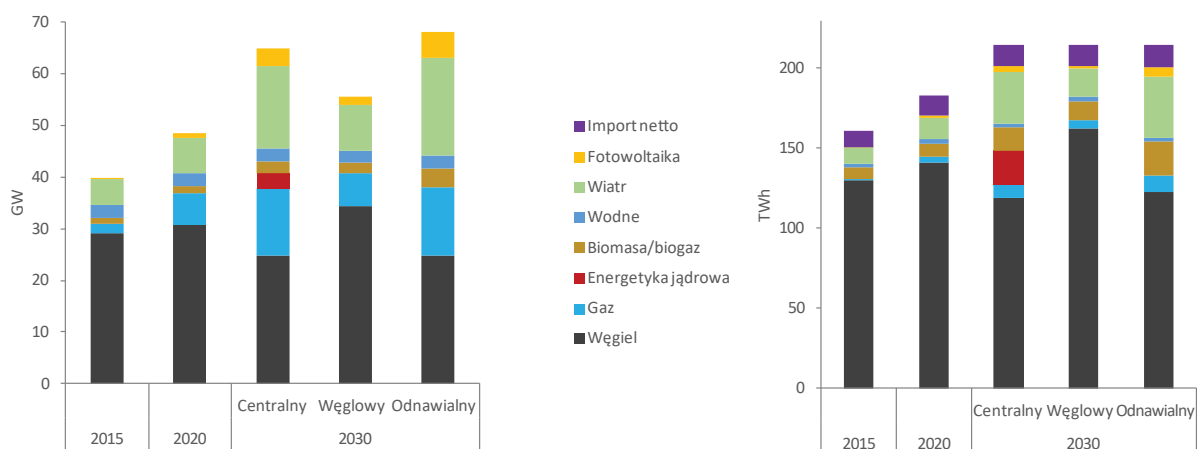
- **Scenariusz centralny** – cele unijne na 2030 r. zostają zrealizowane z powodzeniem, następuje znaczny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji energii elek-

trycznej, który napędza cel krajowy; długookresowy sygnał cenowy CO₂ przekłada się na inwestycje w instalacje gazowe; nowe elektrownie jądrowe są budowane zgodnie z planami rządowymi;

- **Scenariusz węglowy** – wzrost odnawialnych źródeł energii jest wolniejszy niż w scenariuszu centralnym, co wynika z mało ambitnego celu krajowego OZE względem UE; słaby sygnał cenowy CO₂ przekłada się na budowę nowych elektrowni węglowych; następuje rezygnacja z projektu budowy elektrowni jądrowej;
- **Scenariusz odnawialny** – realizowany jest wyższy cel OZE niż w scenariuszu centralnym; zamiast elektrowni jądrowych budowane są morskie farmy wiatrowe wraz z rezerwowymi mocami gazowymi.

Dla wszystkich trzech scenariuszy przyjęto jedną ścieżkę popytu, cechującą się stabilnym wzrostem od 160 TWh w 2015 roku do 215 TWh w 2030 roku.

Rysunek 11. Scenariusze rozwoju mocy wytwórczych dla Polski (wykres po lewej) i wynikająca z nich struktura wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu odniesienia dla połączeń transgranicznych (wykres po prawej)



Źródło: REKK i WiseEuropa

Scenariusze dotyczące mocy wytwórczych oraz prognoza popytu na energię elektryczną do roku 2030 zostały przygotowane przez WiseEuropa przy pomocy modelu polskiego systemu energetycznego – POESSIA. Te dane wejściowe zostały następnie wykorzystane do określenia miksu produkcji energii w oparciu o krzywą *merit order* wygenerowaną przez model EEMM. Tabela 6. przedstawia trzy scenariusze wynikowe produkcji energii elektrycznej w roku 2030 (w scenariuszu odniesienia dla połączeń transgranicznych). Bez dodatkowych inwestycji

w połączenia międzysystemowe, istniejąca infrastruktura transgraniczna umożliwi Polsce zaspokojenie do 7% popytu krajowego energią z importu do końca następnej dekady. Elektrownie węglowe pozostaną dominującym elementem polskiego miksu energetycznego, pomimo znacznej dywersyfikacji mocy zarówno w scenariuszu centralnym jak i odnawialnym. Elektrownie gazowe nie wchodziły do podstawy systemu, ponieważ ich koszty zmienne nadal nie są konkurencyjne w stosunku do elektrowni węglowych, pomimo zakładanego wzrostu ceny emisji CO₂.

19

Tabela 6. Parametry miksu źródeł energii elektrycznej w trzech scenariuszach rozwoju mocy wytwórczych w 2030 roku*

Parametry w 2030 r.	Centralny	Węglowy	Odnawialny
Udział OZE	26%	17%	34%
Udział importu netto	6.6%	6.6%	7.0%
Emisyjność, tCO ₂ /MWh	624	801	649
Emisje ogółem, MtCO ₂	126	162	130

*podano wartości dla scenariusza odniesienia rozwoju połączeń transgranicznych

Źródło: REKK

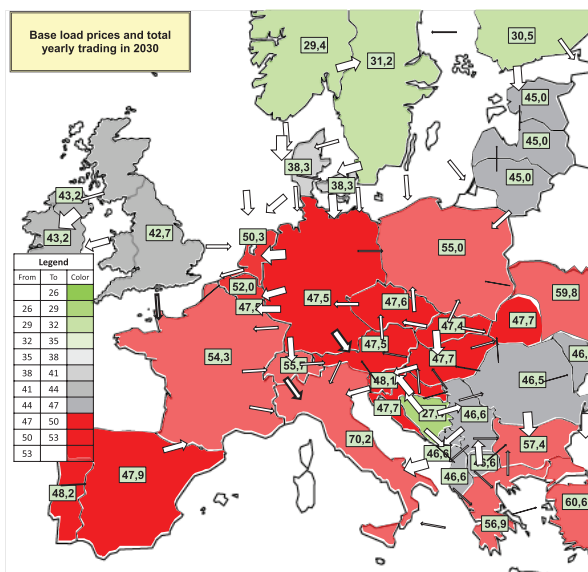
6.3. Cena CO₂: scenariusz bazowy i wysoki

W celu uwzględnienia niepewności związanej z kształtowaniem się kosztów emisji CO₂ w przyszłości, bierzemy pod uwagę dwa scenariusze:

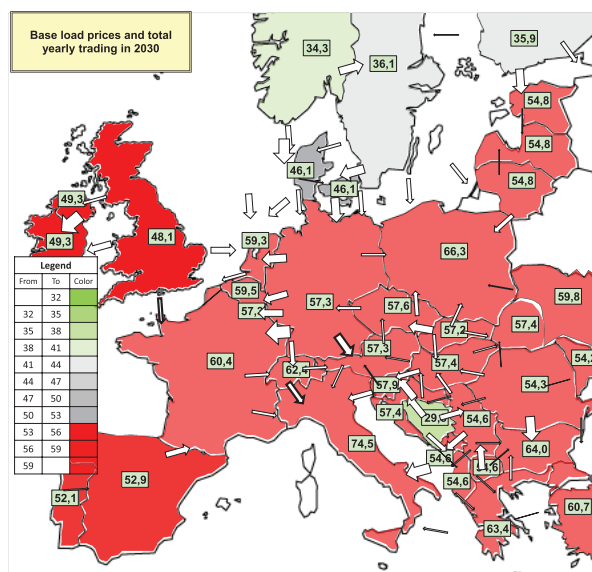
- **Bazowa cena CO₂**, z założeniem liniowego wzrostu ceny uprawnień do emisji z obecnego poziomu do 22 euro/t w 2030 roku; oraz
- **Wysoka cena CO₂**, z założeniem liniowego wzrostu ceny uprawnień do emisji z obecnego poziomu do 35 euro/t w 2030 roku.

Prognozy modelu EEMM sugerują, że wyższa cena CO₂, wynosząca 35 euro/t, spowoduje znaczący wzrost hurtowych cen energii elektrycznej we wszystkich krajach UE. Największy wpływ będzie odczuwalny w Polsce, która stanie się jednym z najdroższych rynków energii elektrycznej w Europie ze względu na przerzucenie wyższych kosztów emisji CO₂ na cenę energii. Stanie się tak nawet, jeśli krajowa energetyka będzie podążała ścieżką dekarbonizacji – powodem jest wysoki wyjściowy udział wytwarzania energii z węgla. Wyniki modelowania dla całej Europy podsumowano na rys. 12 i 13.

Rysunek 12. Hurtowe ceny energii elektrycznej w roku 2030 przy bazowej cenie CO₂



Rysunek 13. Hurtowe ceny bazowe energii elektrycznej w roku 2030 przy wyższej cenie CO₂



Uwaga: Wszystkie wyniki przedstawiono dla scenariusza referencyjnego dla połączeń transgranicznych oraz centralnego scenariusza mocy wytwórczych.

Źródło: prognozy modelu EEMM

Projekcje EEMM wskazują, że do roku 2030 ceny energii elektrycznej w Unii Europejskiej będą rosły. Różnica cen między Polską a jej zachodnimi sąsiadami nadal będzie znaczna, około 7-8 euro/MWh. Ceny w krajach bałtyckich również będą niższe niż na rynku polskim. Dlatego w scenariuszu odniesienia (bez dalszej integracji) ceny energii elektrycznej w Polsce będą najwyższe wśród krajów UE w regionie Europy Środkowej i Wschodniej.

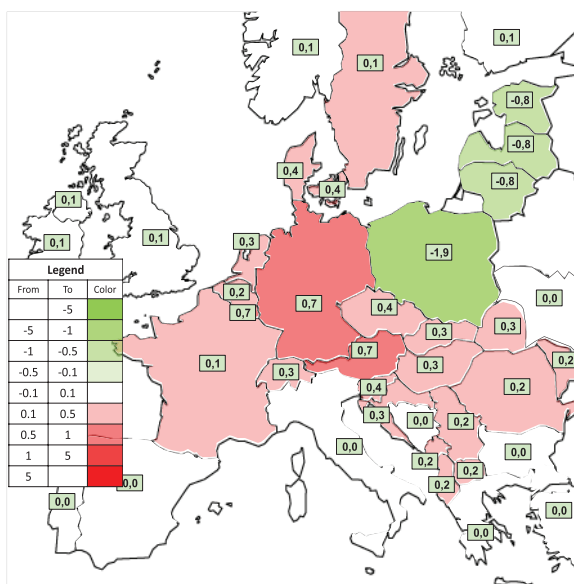
6.4. Wpływ na cenę

Inwestycje w transgraniczne moce przesyłowe na polsko-niemieckiej granicy spowodują znaczny spadek cen w Polsce – wyniesie on niemal 2 euro/MWh. Wyższy popyt ze strony polskich konsumentów spowoduje wzrost cen energii elektrycznej w pozostałej części Europy Środkowej, co będzie miało pośredni

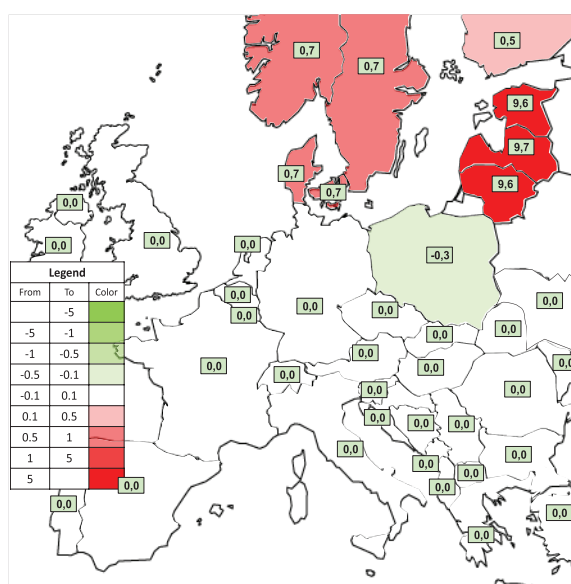
wpływ na cały kontynent od Francji po Rumunię. Najbardziej ceny wzrosną w Niemczech i Austrii (będących jednym rynkiem). Rozbudowa połączeń między Polską a Niemcami spowoduje też spadek cen w krajach bałtyckich. Z kolei rozważane inwestycje na granicy polsko-litewskiej powinny przynieść pełną konwergencję cen po obu jej stronach. Zmiany cen będą przy tym nieproporcjonalne – zrównanie nastąpi na poziomie bliższym cen na rynku polskim. Wynika z tego, że rynek energii w Polsce jest znacznie większy niż w krajach bałtyckich. Dlatego też wpływ integracji na granicy polsko-litewskiej na polski rynek będzie ograniczony, natomiast w krajach bałtyckich nastąpi znaczny wzrost cen – o ok. 10 euro/MWh. Wzrosty cen wystąpią też w całym regionie Morza Bałtyckiego, choć na mniejszą skalę. W scenariuszu zachodnim+bałtyckim opisane efekty zachodzą jednocześnie.

Rysunek 14. Wpływ scenariuszy rozwoju połączeń transgranicznych na ceny energii hurtowej w Europie w roku 2030, euro/MWh

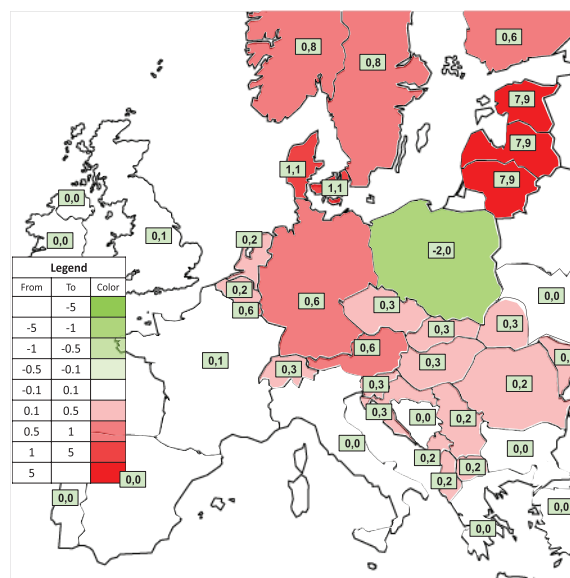
Różnica między scenariuszem zachodnim a referencyjnym



Różnica między scenariuszem bałtyckim a referencyjnym



Różnica między scenariuszem zachodnim+bałtyckim a referencyjnym



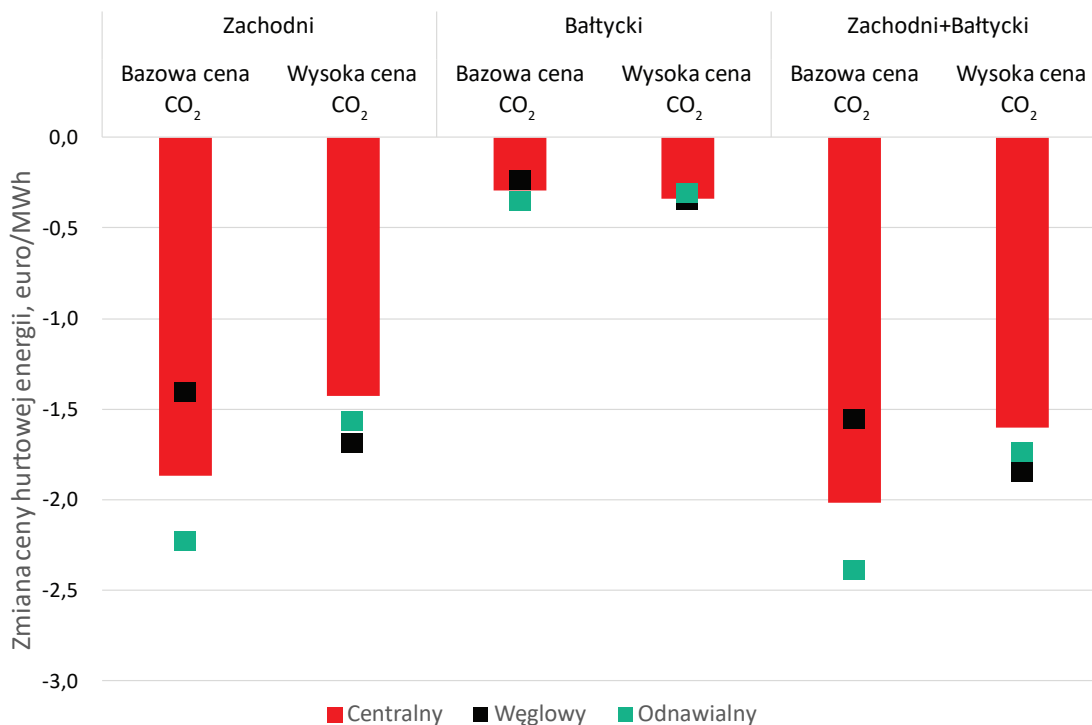
Uwaga: Wszystkie wyniki przedstawiono dla centralnego scenariusza mocy wytwórczych i bazowego scenariusza ceny CO₂.

Źródło: prognozy modelu EEMM

Wyniki dla scenariusza węglowego oraz odnawialnego są jakościowo zbliżone do scenariusza centralnego. Zmiany bezwzględne w poziomach cen są większe w wariantach węglowych gdy cena CO₂ jest wysoka. Z drugiej strony, w przypadku scenariuszy

centralnego i odnawialnego, wzrost ceny uprawnień do emisji powoduje zmniejszenie wpływu nowych połączeń transgranicznych na ceny energii.

Rysunek 15. Zmiana cen hurtowych energii elektrycznej względem scenariusza odniesienia dla połączeń transgranicznych w roku 2030



Źródło: model EEMM

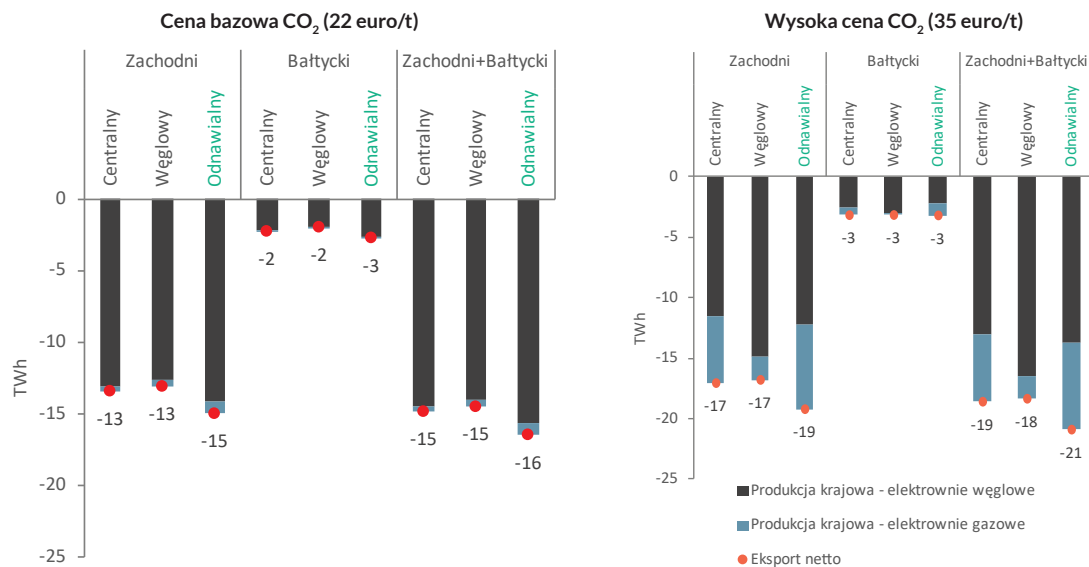
22

6.5. Wpływ na wytwarzanie energii elektrycznej i handel

Integracja w obu analizowanych kierunkach doprowadzi do znacznego wzrostu importu energii elektrycznej do Polski. W scenariuszu zachodnim + bałtyckim wzrost ten osiąga 7-8% całego krajowego zużycia przy bazowej cenie CO₂ oraz do 10% przy wysokiej cenie CO₂. Oznacza to, że całkowity import netto wynikający z istniejącej i dodatkowej infrastruktury transgranicznej osiągnie 15-17 % całkowitego krajowego popytu na energię elektryczną.

Integracja będzie miała największy wpływ na elektrownie węglowe. Jednakże w przypadku scenariusza wysokiej ceny CO₂, również elektrownie gazowe odczuwają skutki wzrostu importu. Wynika to z przechodzenia mocy gazowych od roli elektrowni szczytowych (mały stopień wykorzystania mocy niezależnie od wymiany transgranicznej) przy bazowej cenie CO₂ do roli elektrowni podszczytowych (wykorzystywane w większym stopniu w scenariuszu odniesienia, a więc bardziej narażone na konkurencję transgraniczną) przy wzroście ceny CO₂. Dominujący wpływ na polski rynek będzie miała integracja w kierunku zachodnim, natomiast oddziaływanie krajów bałtyckich będzie ograniczone.

Rysunek 16. Zmiany w eksporcie netto i wytwarzaniu energii w każdym scenariuszu w roku 2030 względem scenariusza referencyjnego dla połączeń transgranicznych w roku 2030



Źródło: model EEMM

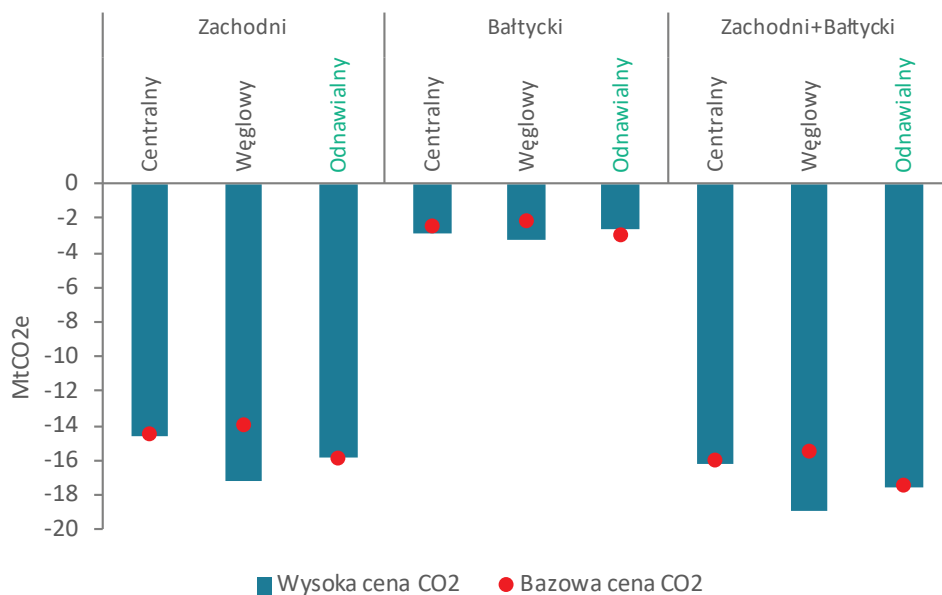
6.6. Wpływ na emisje CO₂

Model EEMM wskazuje, że integracja ma zbliżony wpływ na redukcję emisji CO₂ przy bazowej oraz wysokiej cenie CO₂. Chociaż przy wyższej cenie CO₂ integracja częściej wypycha z rynku elektrownie gazowe (co powoduje mniejszą redukcję

emisji w porównaniu do wypychania elektrowni węglowych), to jednocześnie mocniej wzrasta import i spada krajowa produkcja energii z paliw kopalnych. **Zależnie od cen CO₂, integracja w wariantcie zachodnim+bałtyckim prowadzi do zmniejszenia rocznych krajowych wydatków na uprawnienia do emisji w ramach systemu ETS o 340-660 milionów euro w 2030 roku.**

23

Rysunek 17. Zmiana krajowej emisji CO₂ w stosunku do scenariusza odniesienia dla połączeń transgranicznych w roku 2030



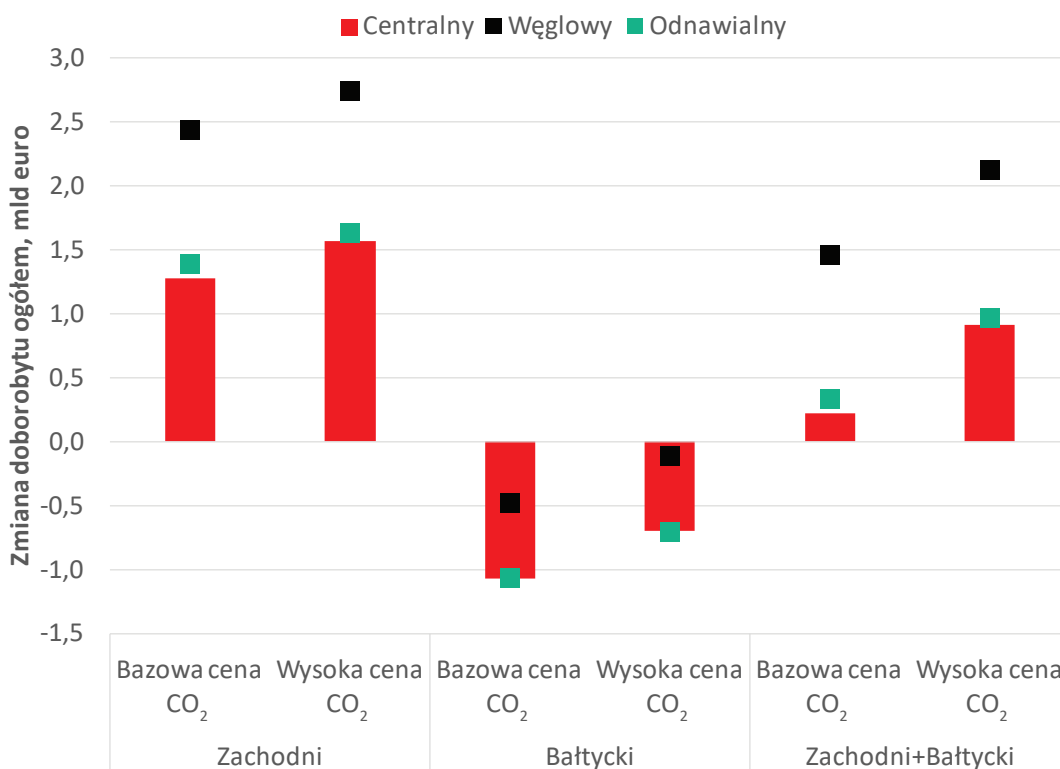
Źródło: model EEMM

6.7. Wpływ na dobrobyt

Ocena zmian w dobrobycie społecznym wskazuje, że producenci tracą, a konsumenci zyskują we wszystkich scenariuszach. Ponadto, efekty te nasilają się z upływem czasu. Natomiast w przypadku renty operatora wpływ integracji zależy od scenariusza. W scenariuszu bałtyckim spodziewany jest jej spadek. Dzieje się tak ponieważ dzięki znacznemu wzrostowi zdolności przesyłowych netto na polsko-litewskiej granicy przestanie występować ich niedobór, a co za tym idzie – również renta dla operatora. Prowadzi to do wystąpienia spadku dobrobytu

społecznego netto. W scenariuszu zachodnim wynik integracji jest inny. Pomimo zakładanych inwestycji, nadal będzie występował niedobór połączeń transgranicznych na polsko-niemieckiej granicy. W scenariuszu zachodnim + bałtyckim następuje wzrost dobrobytu społecznego netto, gdyż korzyści ekonomiczne z głębszej polsko-niemieckiej integracji są większe niż koszt netto dalszej integracji z krajami bałtyckimi. Wzrost dobrobytu, niezależnie od wybranej opcji integracji, jest najwyższy przy węglowym wariantie rozwoju krajowych mocy wytwórczych.

Rysunek 18. Wartość bieżąca netto zmiany dobrobytu społecznego w Polsce względem scenariusza odniesienia dla połączeń transgranicznych



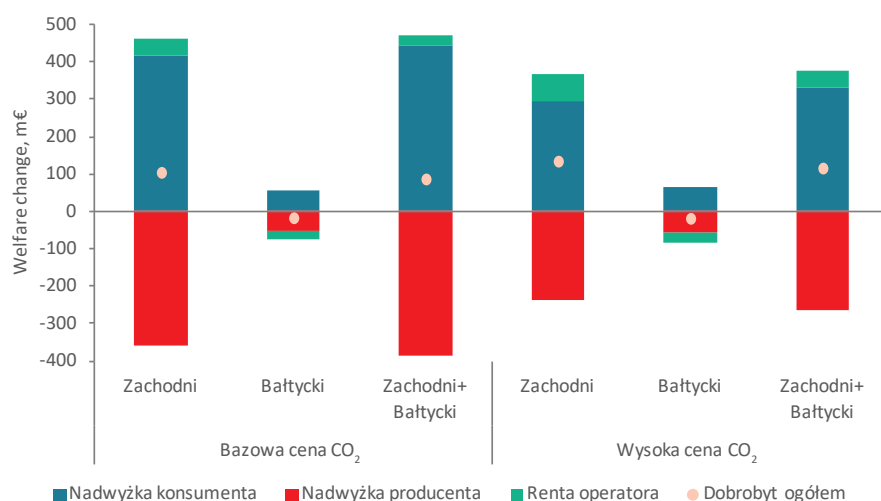
NPV w roku 2020, $r = 4\%$;
uwzględniono koszty inwestycyjne połączeń międzysystemowych, na podstawie szacunków WiseEuropa:
scenariusz zachodni – 240 mln euro, scenariusz bałtycki – 400 mln euro, scenariusz zachodni+bałtycki – 640 mln euro.

Źródło: model EEMM

Wyniki modelowania wskazują, że im wyższa przyszła cena CO₂, tym większy wzrost dobrobytu społecznego przynosi głębsza integracja rynkowa między Polską a Niemcami. Efekt ten jest szczególnie ważny, jeśli krajowi producenci zainwestują w emisyjne technologie wytwarzania energii. Podsumowując, z perspektywy odbiorców energii najkorzystniejsza byłaby re-

alizacja zachodniego scenariusza integracji, która według wyników modelowania przyniesie wzrost dobrobytu w całej Unii Europejskiej, niezależnie od rozwoju krajowego miksu energetycznego oraz zmian cen uprawnień do emisji CO₂. Ponadto, w każdym scenariuszu nadwyżka polskich konsumentów rośnie, a producentów – maleje.

Rysunek 19. Dekompozycja zmiany korzyści względem scenariusza odniesienia dla połączeń transgranicznych w roku 2030



Uwaga: Wpływ pokazano wyłącznie dla jednego roku, bez wstępnych kosztów inwestycyjnych.

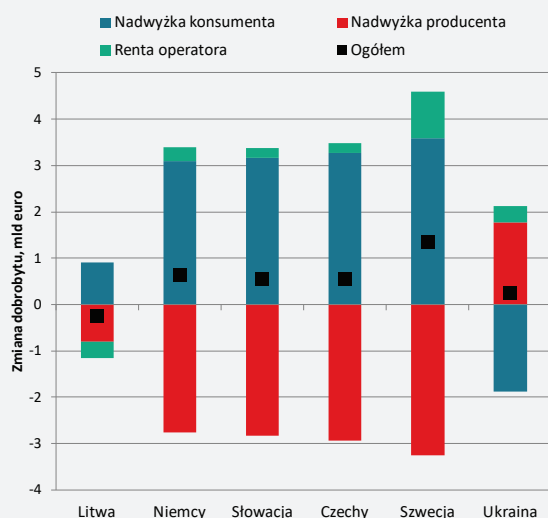
Źródło: model EEMM

Ramka 4. Alternatywne kierunki integracji polskiego rynku energii elektrycznej – ocena skutków dla dobrobytu społecznego

W celu oceny alternatywnych, nieplanowanych obecnie kierunków integracji polskiego rynku energii (tzn. pogłębienie integracji ze Szwecją, Czechami, Słowacją i Ukrainą) obliczono skutki wzrostu transgranicznych zdolności przesyłowych netto o 1 GW dla każdej z tych opcji. **Wyniki wskazują, że producenci tracą, a konsumenci zyskują we wszystkich scenariuszach, z wyjątkiem integracji z Ukrainą.** Renta operatora maleje wyłącznie w przypadku głębszej integracji polsko-litewskiej, natomiast wpływ netto z integracji z Czechami i Słowacją jest podobny do tego wynikającego z inwestycji na granicy polsko-niemieckiej. **Wyniki te wskazują, że najkorzystniejszym kierunkiem dalszej integracji, zarówno dla Polski jak i całego regionu ENTSO-E, jest rozbudowa transgranicznych mocy przesyłowych między Polską a Szwecją.**

Należy podkreślić, że wyniki symulacji EEMM dla Ukrainy zależą w dużym stopniu od przyjętych założeń dotyczących przyszłego mixu energetycznego w tym kraju (przyjęto, że będzie on zdominowany przez relatywnie drogi gaz ziemny). Ponadto obliczenia nie obejmują kosztów budowy połączeń transgranicznych oraz potencjalnych wąskich gardeł w ramach krajowego systemu energetycznego.

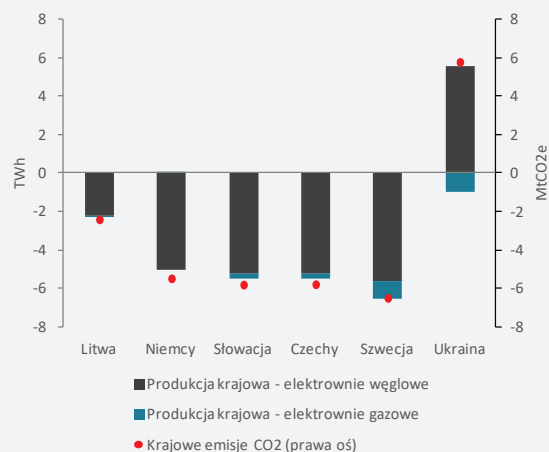
Rysunek 20. Wartość bieżąca netto zmiany dobrobytu społecznego w Polsce w wyniku wzrostu NTC o 1 GW na granicach z wybranymi krajami



NPV za rok 2020, r = 4%, nie uwzględniono kosztów budowy połączeń transgranicznych

Źródło: prognozy modelu EEMM

Rysunek 21. Zmiany eksportu netto, produkcji energii oraz emisji CO₂ w 2030 roku w Polsce w wyniku wzrostu NTC o 1 GW na granicach z wybranymi krajami



7. Podsumowanie i rekomendacje

Integracja rynku energetycznego jest jednym z priorytetów Unii Europejskiej, znajdującym odzwierciedlenie zarówno w traktacie lizbońskim jak i w działaniach instytucji unijnych. Od lat dziewięćdziesiątych XX w., kolejne pakiety regulacji energetycznych przyniosły liberalizację rynku energii elektrycznej, co z kolei umożliwia obecnie rozwój wspólnego rynku europejskiego. Proces ujednolicania zasad rynkowych i wdrażania ich w ramach Unii Europejskiej jest trudny. Jednak pomimo licznych opóźnień związanych z technicznymi, organizacyjnymi oraz politycznymi wyzwaniami, widoczny jest stopniowy postęp integracji. **Rosnąca współzależność rynków energii elektrycznej państw członkowskich będzie jednym z czynników wpływających zarówno na krótko- jak i długoterminowe perspektywy rozwoju polskiej energetyki.**

Polska jest jednym z najbardziej odizolowanych energetycznie krajów Unii Europejskiej. Polski rynek energii elektrycznej jest połączony wyłącznie ze Szwecją i Litwą, a jednocześnie cechuje się jednymi z najwyższych cen hurtowych w regionie. W perspektywie krótkoterminowej, kluczowe działania integracyjne dla Polski obejmują zakończenie procesu łączenia rynków (*market coupling*) w ramach regionu Europy Środkowej i Wschodniej oraz rozwiązanie problemu nieplanowanych przepływów na granicy zachodniej. W perspektywie długoterminowej, lista po-

tencjalnych działań przygotowana przez PSE oraz innych europejskich operatorów sieci przesyłowych obejmuje rozbudowę połączeń międzysystemowych z Niemcami i krajami bałtyckimi. Wyniki niniejszej analizy wskazują, że pełne wdrożenie zarówno krótko- jak i długoterminowych działań integracyjnych doprowadzi do wzrostu importu energii elektrycznej, który pogorszy sytuację krajowych wytwórców energii. Jednak ich straty będą mniejsze od korzyści po stronie konsumentów oraz operatora sieci przesyłowej - zatem ogólny dobrobyt społeczny wzrośnie. W perspektywie krótkoterminowej wskazane efekty wystąpią w przypadku każdej kombinacji działań integracyjnych (tzn. łączenia rynków z Niemcami i krajami Europy Środkowej, ograniczenie niekontrolowanych przepływów na granicy polsko-niemieckiej poprzez inwestycje w przesuwniki fazowe). Integracja z Niemcami nie powinna być traktowana jako alternatywa dla integracji z krajami 4M MC (Czechy, Słowacja, Węgry i Rumunia) pod kątem korzyści dla Polski: pozytywne wpływy tych działań się kumulują. Zmiana organizacji rynku (*market coupling* w ramach Europy Środkowej i Wschodniej) przyniesie mniejsze efekty niż rozbudowa infrastruktury (odblokowanie potencjału istniejących połączeń pomiędzy Polską a Niemcami dzięki inwestycjom w przesuwniki fazowe).

Tabela 7. Podsumowanie wpływu ocenianych działań integracyjnych na cenę, wymianę handlową, koszty zmienne produkcji energii oraz dobrobyt społeczny netto w Polsce

Działanie integracyjne	Rok	Cena na rynku hurtowym, EUR/MWh	Import energii, TWh	Zmiana dobrobytu społecznego, mln EUR/rok	Krajowe koszty zmienne produkcji energii, mln EUR/rok	
Przesuwniki fazowe na granicy polsko-niemieckiej (wzrost NTC o 500 MW)	2017	-1,2	+4	+15	-102	
Market coupling z Niemcami oraz rynkiem 4M MC	2018	-1,0	+2	+10	-70	
Rozwój połączeń transgranicznych	Scenariusz zachodni	2030	-1,9	+13	+103	-728
	Scenariusz bałtycki	2030	-0,3	+2	-18	-132
	Scenariusz zachodni+bałtycki	2030	-2,0	+15	+86	-806

* Wyniki dla bazowej ceny CO₂ i centralnego scenariusza rozbudowy mocy wytwórczych

Źródło: prognozy modelu EEMM

W perspektywie długoterminowej wpływ planów rozbudowy obecnej infrastruktury transgranicznej na dobrobyt społeczny jest zróżnicowany. Inwestycje w połączenia międzysystemowe na granicy polsko-niemieckiej przełożą się na znaczące korzyści społeczne netto, niezależnie od rozwoju krajowego miks energetycznego. Integracja z krajami bałtyckimi spowoduje niewielkie obniżenie dobrobytu, gdyż większość potencjalnych korzyści ekonomicznych z integracji zostało już wykorzystane przez połączenie międzysystemowe LitPol Link. Ten kierunek integracji jest jednak korzystny z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego w regionie bałtyckim. **We wszystkich scenariuszach, im wyższa cena CO₂, tym większa korzyść netto wynikająca z pogłębienia integracji rynków energetycznych w perspektywie długoterminowej.**

Pełne wdrożenie obecnych planów w zakresie rozwoju połączeń międzysystemowych oraz integracji rynkowej spowoduje wzrost importu netto do poziomu ok. 15% krajowego popytu (ok. 30 TWh) do 2030 roku. Dla porównania, zaniechanie inwestycji w nowe połączenia międzysystemowe (poza aktualnie realizowanym projektem w zakresie przesuwników fazowych) przełoży się na 7% udziału importu w rynku krajowym w 2030 roku (13 TWh). Wpływ dalszej integracji na ceny hurtowe będzie umiarkowany, powodując spadek nieprzekraczający 5% ich prognozowanego poziomu (o ok. 2 euro/MWh). Wynika to głównie z utrzymywania się stosunkowo płaskiej krzywej *merit order* na polskim rynku energii elektrycznej w całym analizowanym okresie. Dodatkowe inwestycje w połączenia międzysystemowe przyniosą redukcję emisje CO₂ w 2030 roku o 15-18 MtCO₂, obniżając o 340-660 milionów euro roczne krajowe wydatki na uprawnienia w ramach ETS. Uwzględnienie innych kosztów zmiennych (koszty paliwa, zmienne wydatki operacyjne i eksploatacyjne) zwiększa całkowite roczne oszczędności krajowe do ponad 800 mln euro dla ceny bazowej CO₂ i ponad 1 250 mln euro dla scenariusza z wyższą ceną CO₂. Zatem, spadek kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej wynikający z integracji będzie o rząd wielkości większy niż jej wpływ na dobrobyt społeczny netto. Mimo że wzrostu importu doprowadzi głównie

do zmniejszenia produkcji z elektrowni węglowych, nadal będą one odgrywały kluczową rolę w miksie energetycznym w 2030 roku, zaspokajając co najmniej połowę krajowego zapotrzebowania.

Wyniki modelowania wskazują, że należy rozważyć dodatkowe inwestycje w połączenia transgraniczne w długim okresie, oprócz tych przewidzianych obecnie przez PSE i ENTSO-E. Dalszy rozwój połączeń międzysystemowych ze Szwecją prowadzi do największych korzyści społecznych netto (bez uwzględnienia kosztów inwestycyjnych, które mogą być znaczne). Natomiast integracja z Ukrainą jest jedyną opcją długoterminową, która może, w pewnych warunkach, przynieść korzyści producentom krajowym, a nie konsumentom.

Wyniki te pokazują, że przy pogłębieniu integracji krajowi producenci energii będą musieli się zmierzyć z utratą części udziału w rynku, a także umiarkowanym spadkiem hurtowej ceny energii. **Wzrost dobrobytu społecznego netto na skutek działań integracyjnych umożliwia skompensowanie strat producentom, zapewniając jednocześnie poprawę sytuacji polskich konsumentów oraz operatora sieci przesyłowej w porównaniu ze stanem obecnym.** Może to się odbyć w ramach reformy rynku energii wzmacniającej sygnał cenowy dla inwestycji w nowe elektrownie oraz, w razie potrzeby, wprowadzenia mechanizmu mocowego, który zapewni dostępność wystarczających krajowych zdolności wytwórczych. **Rozwiązania te mogą rozwiązać obawy związane z pogłębianiem się problemu brakujących przychodów (*missing money problem*), z którym borykają się polskie przedsiębiorstwa energetyczne, oraz z problemem uzależnienia systemu krajowego od importu w sytuacjach krytycznych, przy jednoczesnym zapewnieniu możliwości zmniejszenia kosztów zmiennych (mniejszy popyt na paliwo, uprawnienia do emisji) dzięki tańszemu importowi i łatwiejszej integracji zmiennych źródeł energii odnawialnej z siecią.** Należy też zauważyć, że poziom cen na rynku hurtowym ma ograniczony wpływ na cenę detaliczną płaconą przez konsumentów, która obejmuje koszty sieci, podatki i opłaty.

Rekomendacje:

- W perspektywie krótkoterminowej należy kontynuować proces łączenia rynków w regionie Europy Środkowej i Wschodniej. Ponadto należy zapewnić pełne wykorzystanie potencjału istniejącej infrastruktury przesyłowej na polsko-niemieckiej granicy poprzez dokończenie projektu budowy drugiej pary przesuwników fazowych.
- W perspektywie długoterminowej należy wdrożyć istniejące plany rozwoju infrastruktury transgranicznej. Ponadto PSE oraz pozostali europejscy operatorzy sieci przesyłowych powinni zbadać potencjał dodatkowych połączeń międzysystemowych (szczególnie ze Szwecją) oraz szybszego zakończenia już planowanych projektów.
- Problem negatywnego wpływu integracji na polskie przedsiębiorstwa energetyczne należy rozwiązać w ramach szerszej reformy rynku energii elektrycznej, która wzmocni

bodźce inwestycyjne tworzone przez jednotowarowy rynek energii oraz, w razie konieczności, wprowadzi dodatkowe mechanizmy mocowe.

- Zaniechanie planów integracji w celu wsparcia producentów krajowych byłoby gospodarczo nieefektywne i bezcelowe. Długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii można pogodzić z uzyskiwaniem oszczędności operacyjnych z jej importu.

Skróty

4M MC – Inicjatywa Łączenia Rynków 4M (Czechy, Słowacja, Węgry i Rumunia)

ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki

ATC (Available Transfer Capacity) – Dostępna Moc Przesyłowa

BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan) – Plan Działań w Zakresie Połączeń Międzysystemowych na Rynku Energii Państw Bałtyckich

CACM (Capacity Allocation and Congestion Management code) – Kodeks Zarządzania Przydziałem i Ograniczeniami Mocy

CCR (Capacity Calculation Region) – Region Obliczenia Zdolności Przesyłowej

CEE (Central and Eastern Europe) – Europa Środkowowschodnia

EEMM (European Electricity Market Model) – Model Europejskiego Rynku Energii Elektrycznej

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej

ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu

ETS (The European Union's Emissions Trading System) – Europejski System Handlu Emisjami

HVDC (High-voltage, direct current connections) – Łącze Prądu Stałego Wysokiego Napięcia

ICT (Information and Communication Technologies) – Technologie Informacyjno-Komunikacyjne

MRC (Multi-Regional Coupling initiative) – Multiregionalna Inicjatywa Łączenia

NEMO (Nominated Electricity Market Operators) – Nominowani Operatorzy Rynku Energii Elektrycznej

NPV (Net Present Value) – Wartość Bieżąca Netto

NTC (Net Transfer Capacity) – Moc Przesyłowa Netto

OZE – Odnawialne Źródła Energii

POESSIA (Polish Energy System Simulations Analytics model) – Model Analityczno-Symulacyjny Polskiego Systemu Energetycznego

PRC (Price Coupling of Regions initiative) – Inicjatywa Ujednolicenia Cen Pomiędzy Regionami

PSE – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

RSC (Supply Coordination Region) – Region Koordynacji Dostaw

TGE – Towarowa Giełda Energii S.A.

TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) – Dziesięcioletni Plan Rozbudowy Sieci

URE – Urząd Regulacji Energetyki

Literatura

ACER/CEER. (2015). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014* [Raport roczny dotyczący wyników monitorowania wewnętrznych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego w 2014 roku]. Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki i Rada Europejskich Regulatorów Energetyki, Luksemburg.

Booz&Co. (2013). *Benefits of an Integrated European Energy Market*. [Korzyści ze zintegrowanego europejskiego rynku energii]. Przygotowano dla Dyrekcji Generalnej ds. Energii, Komisja Europejska, Booz & Company, Amsterdam.

KE (2015). Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 roku ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Komisja Europejska, Bruksela.

KE (2015). *Launching the Public Consultation Process on a New Energy Market Design* [Zainicjowanie procesu publicznych konsultacji na temat nowej struktury rynku energii]. COM (2015) 340 wersja końcowa, Komisja Europejska, Bruksela.

ENTSO-E. (2016). *Regional Cooperation and Governance in the Electricity Sector* [Regionalna współpraca i ład w sektorze energii elektrycznej]. Policy Paper, Bruksela.

ENTSO-E. (2016). *Ten-Year Network Development Plan 2016* [Dziesięcioletni plan rozbudowy sieci 2016]. Dostępny na stronie <http://tyndp.entsoe.eu/>

GME. (2008). *Why Introducing Implicit Auctions in the Central South Region? Potential Gains From Improving Allocation Methods of Day-Ahead Cross Border Capacity*. [Po co wprowadzać akcję typu implicit w Regionie Środkowo-Południowym? Potencjalne korzyści z ulepszenia metod alokacji zdolności transgranicznych dla obrotu dnia następnego]. Gestore del Mercato Elettrico, Mediolan.

PSE (2015). *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Konstancin-Jeziorna.

Załącznik

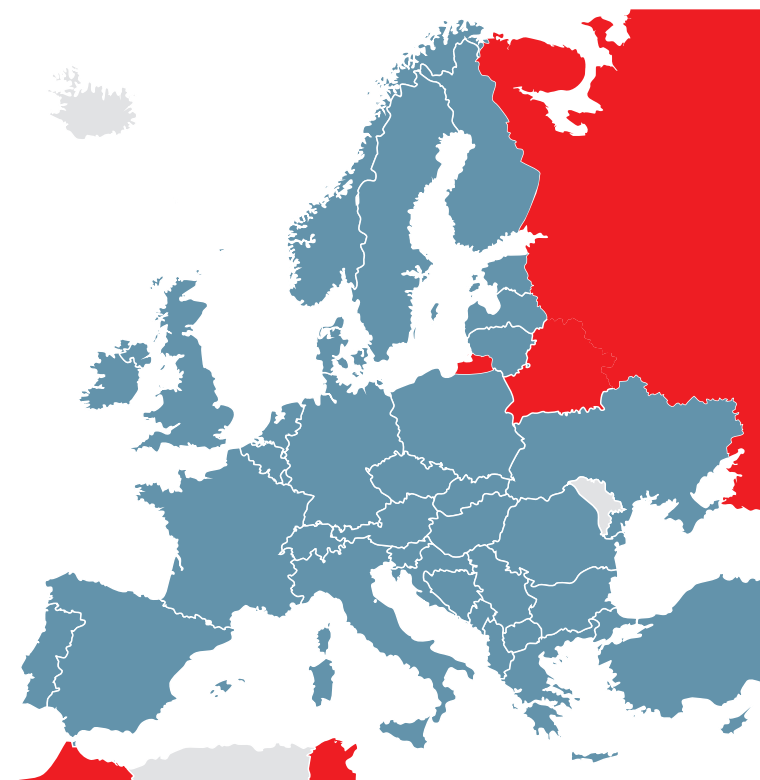
Model Europejskiego Rynku Energii Elektrycznej

Model Europejskiego Rynku Energii Elektrycznej (EEMM) symuluje działanie europejskiego hurtowego rynku energii elektrycznej. Niniejszy rozdział opisuje zasady ekonomiczne na których opierają się symulacje modelu.

Analizowane kraje

Rysunek 22 przedstawia zakres geograficzny modelu. Analizowane kraje podzielono na dwie grupy: w przypadku krajów oznaczonych na pomarańczowo, ceny obliczane są na podstawie relacji krzywych popytu i podaży. W przypadku krajów oznaczonych na żółto, przyjęto ceny egzogeniczne.

Rysunek 22. Zakres geograficzny EEMM



Źródło: REKK

29

Uczestnicy rynku

W modelu przyjęto trzy typy uczestników rynku: producentów, konsumentów i przedsiębiorstwa obrotu energią. Wszyscy oni wykazują podejście cenobiorcy: akceptują obowiązującą cenę rynkową z założeniem, że niezależnie od podjętego przez nich działania, będzie ono bez znaczenia dla tej ceny.

Producenci są właścicielami i operatorami elektrowni. Każda elektrownia ma określony koszt krańcowy produkcji, który jest stały na poziomie jednostkowym. Ponadto poziom produkcji zależy od ograniczeń zdolności produkcyjnych na poziomie mocy dyspozycyjnej.

Model uwzględnia jedynie krótkoterminowe koszty zmienne dla następujących trzech głównych składowych: koszty paliwa, zmienne koszty działalności operacyjnej oraz koszty CO₂ (w stosownych przypadkach). W związku z tym, najlepiej traktować to podejście jako symulację krótkoterminową (np. dnia następnego) konkurencji rynkowej.

Postępowanie wytwórcy-cenobiorcy wymaga, by w każdym przypadku, w którym cena rynkowa przewyższa krańcowy koszt produkcji w jednostce, jednostka ta wykorzystwała pełną dostępną zdolność wytwórczą. Jeżeli cena jest niższa niż koszt krańcowy, produkcja nie odbywa się w ogóle, natomiast jeżeli

koszt krańcowy i cena rynkowa są identyczne, poziom produkcji określany jest przez warunki równowagi rynkowej (podaż musi się zrównać z popytem).

Konsumenci przedstawiani są w modelu łącznie za pomocą krzywych popytu wrażliwych na zmiany cen. W każdym okresie istnieje odwrotna zależność pomiędzy ceną rynkową a zużywaną ilością energii: im wyższa cena, tym niższe zużycie. Zależność ta jest szacowana za pomocą liniowej funkcji spadku.

Przedsiębiorstwa obrotu energią łączą stronę podażową i popytową rynku, eksportują energię elektryczną do krajów, gdzie jest ona droższa, oraz importują z takich, gdzie jest ona tańsza. Handel transgraniczny odbywa się dzięki wykorzystaniu połączeń międzysystemowych ograniczonych zdolnościami przesyłowymi pomiędzy sąsiednimi krajami. Sprzedaż energii elektrycznej zawsze odbywa się z krajów, gdzie jest ona tańsza, do krajów, gdzie jest ona droższa, do czasu wystąpienia jednego z następujących dwóch zdarzeń: albo (1) ceny po uwzględnieniu bezpośrednich kosztów przesyłu lub taryf eksportowych zrównują się na obu rynkach albo (2) zostają osiągnięte maksymalne zdolności przesyłowe połączenia międzysystemowego. W drugim przypadku może zostać utrzymana znaczna różnica cen między dwoma rynkami.

Handel z krajami spoza regionu uwzględnionego w modelu

Model symuluje wyłącznie popyt i podaż w regionie europejskim. Jednak obrót energią odbywa się też na granicach tego regionu, np. z Turcją lub Mołdawią. Założenie dotyczące obrotu transgranicznego z krajami spoza regionu uwzględnionego w modelu jest takie, że ceny w tych krajach ustalane są egzogenicznie i nie ma na nie wpływu skala ani kierunek wymiany transgranicznej.

Równowaga

Model oblicza alokację zapewniającą osiągnięcie równowagi jednocześnie na wszystkich rynkach, uwzględniając następujące własności:

- Wytwórcy maksymalizują swoje krótkoterminowe zyski z uwzględnieniem obowiązujących cen rynkowych;
- Łączne zużycie krajowe jest wyrażone w formie funkcji zagregowanego popytu na energię elektryczną w każdym kraju;
- Handel energią elektryczną (eksport i import) odbywa się pomiędzy sąsiednimi krajami do momentu wyrównania się cen rynkowych lub wyczerpania zdolności przesyłowych.
- Produkowana i importowana ilość energii odpowiada ilości energii zużywanej i eksportowanej.
- Uwzględniając nasze założenia dotyczące popytu i podaży, równowaga rynkowa istnieje zawsze i jest w modelu unikalna; oraz
- Ceny energii elektrycznej.

Obliczona równowaga rynkowa jest statyczna: opisuje wyłącznie sytuację, w której popyt, podaż i możliwości przesyłu są stabilne. Jednak te cechy rynku stale się zmieniają. W związku z tym zmieniają się też ceny zapewniające równowagę rynkową w krótkim okresie.

W celu odtworzenia ewolucji cen bardziej złożonych produktów energetycznych, takich jak te dla dostaw bazowych lub szczytowych, wykonujemy szereg symulacji z wykorzystaniem typowych parametrów rynku i przyjmujemy średnią ważoną otrzymanych cen krótkoterminowych.

Główne założenia

Tabela 8 przedstawia prognozę cen paliw i CO₂ na lata 2016 - 2030. Ceny ropy naftowej podano na podstawie prognoz EIA *Annual Energy Outlook* (2015) i *Short Term Energy Outlook* (2016). Ceny gazu pochodzą z REKK EGMM (Model Europejskiego Rynku Gazu). Prognozy cen węgla podano w oparciu o dane z EIU (*Economist Intelligence Unit*). Założono, że cena węgla brunatnego to 55% ceny węgla kamiennego.

Tabela 8. Prognoza cen paliw i CO₂

Rok	Ropa naftowa, dolar/baryłka	Kurs wymiany, dolar/euro	Cena CO ₂ , euro/t	Cena węgla ARA, euro/GJ	Cena gazu ziemnego dla Polski, euro/MWh
2016	37,5	1,100	4,20	1,52	15,5
2020	79,1	1,100	9,29	1,85	18,1
2025	91,1	1,100	14,64	1,85	22,0
2030	105,6	1,100	22,00	1,85	26,8

Źródło: REKK, EIA, EIU

Model zakłada spełnienie (o ile scenariusz dla danego kraju nie określa inaczej) unijnych celów OZE (na podstawie krajowych planów działania). Wykorzystanie mocy OZE zależy od tech-

nologii, kraju oraz godzin obciążenia. Jednostki kogeneracyjne traktowane są jako elektrownie *must-run* (tzn. ich produkcja nie zależy od ceny hurtowej).

Opcje integracji
polskiego rynku energii
w ramach Unii Europejskiej

