

## PODSUMOWANIE STANOWISKA POLSKICH SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH S.A. W SPRAWIE PROPOZYCJI MODELU RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ, ZAWARTEJ W PAKIECIE „CZYSTA ENERGIA DLA WSZYSTKICH EUROPEJCZYKÓW”

### STANOWISKO PSE S.A.

#### ■ PODSUMOWANIE

W opinii PSE do zachowania bezpieczeństwa i pewności dostaw energii oraz zapewnienia efektywności rynku energii elektrycznej niezbędne jest wprowadzenie w szczególności następujących zmian:

1. Zastąpienia obecnej strefowej reprezentacji rynku (zonal market) reprezentacją węzłową (nodal market). Utrzymanie w procesach rynkowych uproszczonej, strefowej reprezentacji systemu skutkuje brakiem możliwości poprawnego uwzględnienia w tych procesach aspektów ekonomicznych oraz warunków bezpieczeństwa funkcjonowania systemów elektroenergetycznych.
2. Zbudowania mechanizmu pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy w ramach zintegrowanego procesu. Pozyskiwanie energii elektrycznej oraz rezerw mocy w ramach oddzielnych procesów rynkowych skutkuje nieefektywnym wykorzystaniem zasobów systemu do realizacji dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

**Zaproponowany w Pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” model rynku energii elektrycznej nie daje możliwości stosowania powyższych rozwiązań.**

#### ■ WPROWADZENIE

Bezpieczne i efektywne ekonomicznie funkcjonowanie europejskich systemów elektroenergetycznych, zintegrowanych w ramach wewnętrznego rynku energii elektrycznej, nie będzie możliwe w ramach modelu rynku proponowanego w pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Model ten nie jest bowiem adekwatny do wyzwań, przed jakimi stają europejskie systemy elektroenergetyczne, będących następstwem zwiększającej się dynamiki wytwarzania energii elektrycznej i rosnącej elastyczności korzystania z energii elektrycznej (a w związku z tym rosnącej wrażliwości popytu na energię na ceny).

Sprostanie tym wyzwaniom wymaga przede wszystkim zastosowania skutecznej koordynacji systemów elektroenergetycznych za pomocą sygnałów cenowych, pracy źródeł wytwórczych oraz odbiorów energii elektrycznej. Koordynacja ta musi z jednej strony optymalizować wykorzystywanie zdolności przesyłowych sieci elektroenergetycznych do realizacji dostaw energii elektrycznej do odbiorców, a z drugiej powinna wspierać spełnianie kryteriów bezpiecznej realizacji tych dostaw. Wymaga to poprawnej wyceny energii elektrycznej w konkretnych lokalizacjach, co z kolei wiąże się z koniecznością właściwej reprezentacji zasobów systemu – sieci i źródeł wytwórczych – w procesach rynkowych oraz odpowiedniej organizacji tych procesów.

Obecnie trwa rozwój rozproszonych form wytwarzania energii elektrycznej. Na skutek zmian technologicznych oraz bodźców cenowych można obserwować także coraz większą, ale regionalnie zróżnicowaną, elastyczność popytu. **Wciąż jednak przyjęte uproszczone rozwiązania**

**dotyczące strefowej reprezentacji systemów uniemożliwiają właściwe różnicowanie cen.** W opinii PSE, aby skutecznie oddziaływać na zasoby znajdujące się w różnych lokalizacjach systemu należy je stymulować stosownie do warunków panujących w tych lokalizacjach.

Proponowane przez Komisję Europejską rozwiązania zakładają separację procesów pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy. Będzie to prowadzić do suboptimalnych decyzji rynkowych, a w efekcie stanie w sprzeczności z faktycznymi założeniami projektu. Osiągnięte w ten sposób uproszczenie rynku energii elektrycznej w rzeczywistości wymusi sztuczny podział zasobów systemu pomiędzy dwa procesy, nieelastyczne dysponowanie tymi zasobami i doprowadzi do nieefektywnej ich alokacji.

PSE postrzegają kwestię reprezentacji zasobów sieciowych w procesach rynkowych, jako bardzo istotną dla efektywności funkcjonowania rynku, zapewnienia warunków rzeczywistej konkurencji niezbędnej dla działania mechanizmów rynkowych oraz bezpieczeństwa pracy systemu. PSE stoją też na stanowisku, **że separacja procesów pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy stanowić będzie dodatkowe poważne zakłócenie procesów rynkowych**, wpływające zarówno na kwestię długookresowej równowagi rynkowej i właściwego ustalenia kosztu dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, jak również na decyzje inwestycyjne, kluczowe dla zapewnienia wystarczalności generacji w przyszłości. W związku z tym PSE uważają, że konieczna jest korekta proponowanych regulacji uwzględniająca powyżej opisane aspekty funkcjonowania rynku energii

## ■ KWESTIE SZCZEGÓŁOWE

Komisja Europejska wskazuje jako cel proponowanych regulacji efektywną integrację OZE, zwiększenie elastyczności po stronie popytu i podaży, integrację rynku hurtowego i detalicznego, a także stanowienie cen w sposób odzwierciedlający konkurencyjną relację między podażą a popytem oraz rozwój rynków długoterminowych zabezpieczających przed zmiennością cen. Równocześnie jednak Komisja Europejska proponuje w ramach regulacji rozwiązania, które nie wspierają osiągnięcia powyższych celów.

### ODWZOROWANIE SYSTEMÓW W MODELU RYNKU

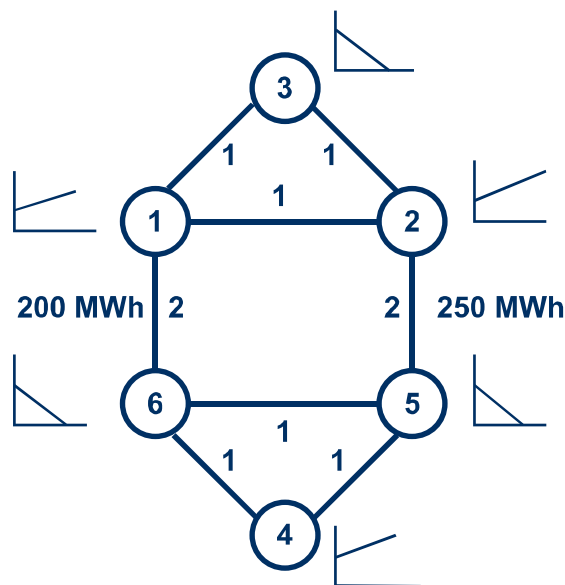
*Utrzymanie w procesach rynkowych uproszczonej, strefowej reprezentacji systemów elektroenergetycznych (ang. zonal market) i niedopuszczenie do różnicowania rzeczywistych cen energii elektrycznej (cen na rynku bilansującym) w ramach jednej strefy.*

Takie rozwiązanie, wskutek niewłaściwego wyznaczenia stref, spowoduje brak możliwości poprawnego uwzględnienia w procesach rynkowych aspektów ekonomicznych (w szczególności kosztów) oraz warunków bezpieczeństwa funkcjonowania systemów elektroenergetycznych. Ponadto uniemożliwi efektywne koordynowanie pracy źródeł i odbiorów energii elektrycznej w danej strefie, stosownie do panujących na jej obszarze warunków, które nie są jednolite.

Dlatego PSE stoją na stanowisku, że uzasadnione jest stosowanie jak najmniejszych stref, w optymalnym ujęciu odpowiadających poszczególnym węzłom systemu elektroenergetycznego (nodal market). Im mniejszy rozmiar stref tym: (i) lepsze warunki do odwzorowania poprawnych cen energii elektrycznej na poziomie lokalnym (co wspiera wzrost efektywności wykorzystania zasobów przyłączonych do sieci), (ii) dostęp użytkowników do energii po uzasadnionych rynkowo cenach, oraz (iii) większy zakres zdolności przesyłowych udostępnianych uczestnikom rynku na warunkach konkurencji rynkowej (co wspiera wzrost efektywności wykorzystania sieci).

Efektywne ustalanie równowagi rynkowej w systemie strefowym wymaga przyjęcia założenia o nieograniczonych zdolnościach przesyłowych wewnątrz strefy cenowej i właściwego wytyczenia jej granic. Pierwsze założenie jest niemożliwe do spełnienia w przypadku Polski. Zasada jednorazowego wyznaczenia stref w Europie definiowanych przez granice państw nie gwarantuje ich optymalnych obszarów. W efekcie, z powodu ograniczeń przepustowości stref oraz ryzyka niewłaściwie

wyznaczonych granic stref, istotnym kosztem radzenia sobie z ograniczeniami przepustowości wewnątrz stref stają się koszty działań zaradczych, w tym szczególnie redispatchingu<sup>1</sup> i counter-tradingu<sup>2</sup>.



Rysunek 1 Uproszczony schemat rynku składający się z 6 węzłów. Węzły oznaczono numerami 1-6. Linie przesyłowe pomiędzy węzłami 1-6 i 2-5 mają ograniczoną przepustowość; za Ogioni, Smeers 2010.

W przypadku, gdy możliwe jest spełnienie warunków doskonale skoordynowanego counter-tradingu (PCCT – współpraca operatorów systemu przesyłowego mająca na celu optymalizację łącznych kosztów counter-tradingu), rezultaty równowagi osiągniętej w warunkach rynku węzłowego i strefowego (przy market coupling) niewiele się różnią. Jednak faktyczna możliwość prowadzenia skutecznego (skoordynowanego) counter-tradingu (a tym bardziej PCCT) – jest na europejskim rynku trudna do osiągnięcia. W warunkach nieskoordynowanego counter-trading, kiedy działania drugiej strony muszą być traktowane jako dane, koszty zależą od organizacji rynku – niewłaściwy

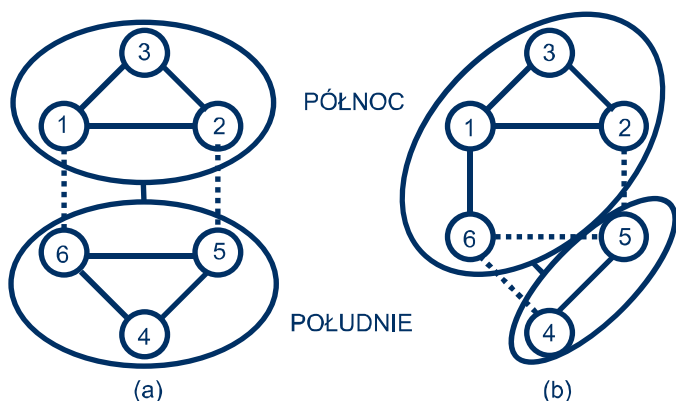
podział na strefy, jak w przypadku (b) (Rys. 2), prowadzić może do ekstremalnie wysokich kosztów counter-trading. Choć to wyłącznie przykładowa analiza, wskazuje na istotne

problemy koordynacyjne w przypadku strefowej reprezentacji systemu (por. Ogioni, Smeers 2010).

**Stosowanie jak najmniejszych stref, w optymalnym ujęciu odpowiadających węzłom systemu, zwiększa efektywność wykorzystania sieci oraz przyłączonych do niej zasobów.**

<sup>1</sup> redispatching - 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

<sup>2</sup> „counter-trading”, zakupy przeciwne - międzystrefowa wymiana zainicjowana przez operatorów systemów między dwoma obszarami rynkowymi w celu zmniejszenia ograniczeń



Rysunek 2 przedstawia dwa możliwe sposoby podziału rynku na strefy „Północ” i „Południe”; w przypadku (b) wewnątrz strefy Północ znalazła się linia o ograniczonej przepustowości, zaś taki podział może wynikać np. z umiejscowienia węzłów 1, 2, 3 i 6 w jednym kraju.

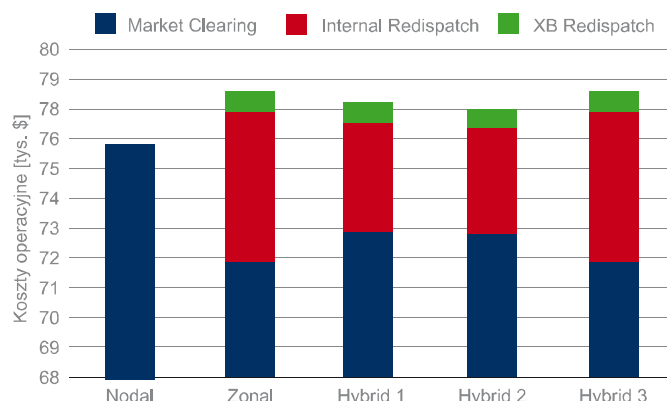
Rozwiązaniem tego problemu ekonomicznego jest odwzorowanie w założeniach modelu rynku rzeczywistej struktury systemu energetycznego poprzez rynek oparty na węzłach, a nie strefach. Umożliwi to ustalanie cen energii w poszczególnych węzłach z uwzględnieniem rzeczywistych przepustowości sieci między nimi. W wypadku braku ograniczeń przepustowości między węzłami (lub występowania takich ograniczeń na poziomie wyższym od rzeczywistego zapotrzebowania) w architekturze/strukturze stref nie występowałyby koszty redispatingu i counter-tradingu, a oczekiwana cena energii w obu strukturach rynkowych byłaby równa. Jednak w każdym innym przypadku, jak wskazują analizy symulacyjne (np. Mohrhauer 2016) oraz doświadczenia operatorów stosujących system węzłowy, koszty działań zaradczych w systemie strefowym (zarówno w ramach strefy jak i pomiędzy nimi) są na tyle wysokie, że efektywna cena energii jest przy rozwiązaniu węzłowym niższa. Co więcej, przyjęcie takiego rozwiązania ułatwia administrowanie systemem i ogranicza ryzyko pojawiania się ograniczeń przesyłowych (ang. congestion).

Należy zwrócić uwagę na fakt, że counter-trading (i redispating) są nieefektywnymi narzędziami do zarządzania ograniczeniami przepływowymi (congestion). Metody te nie prowadzą bowiem do wspierania pro-efektywnościowej konkurencji na rynku energii, skutkując – jak pokazują analizy modelowe – subsydiowaniem inwestycji w moce wytwórcze nie tam, gdzie powinny być zlokalizowane. (por. Dijk, Willems 2011). W efekcie prowadzi to często do potrzeby subsydiowania źródeł w danej chwili nierentownych (tzn. takich, w których koszt krańcowy wytworzenia energii na efektywnie działającym rynku jest powyżej ceny równowagi), ale koniecznych do stabilizacji systemu.

**W opinii PSE rynek oparty na węzłach, a nie strefach byłby najbardziej efektywnym rozwiązaniem dla europejskiego systemu energetycznego.** Dostrzegając jednak techniczne, organizacyjne i instytucjonalne problemy wiążące się z utworzeniem rynku węzłowego, PSE proponują, jako rozwiązanie przejściowe, stosowanie systemu hybrydowego, w którym w ramach wybranych stref

wprowadzony zostanie system rynkowy oparty na węzłach. Rozwiązanie takie pozwoli sprawdzić użyteczność systemu węzłowego w Europie, a jak pokazują analizy ekonomiczne nie wpłynie na sytuację uczestników rynku, pozostających przy systemie strefowym (por. Mohrhauer 2016).

Wprowadzenie rynku węzłowego w warunkach występowania ograniczonych zdolności przesyłowych wewnątrz dotychczasowych stref rynkowych i pomiędzy nimi, prowadzi do zróżnicowania cen w poszczególnych węzłach. Będzie to rezultat cen zgłaszanych przez oferentów oraz zgłaszanego / symulowanego / zakładanego popytu. Jak wskazują analizy, w warunkach występujących w Europie, może doprowadzić to do znacznej różnicy cen, w szczególności w nietypowych sytuacjach. Wprowadzenie węzłowej reprezentacji systemów elektroenergetycznych umożliwi uwzględnienie w cenie końcowej energii różnych kosztów związanych z jej dostarczeniem i utrzymaniem infrastruktury energetycznej. **Zróżnicowanie cenowe w węzłach systemu w ramach strefy zapewni efektywne wykorzystanie zasobów wytwórczych i sieciowych do pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, a tym samym przyczyni się do minimalizacji całkowitych kosztów pracy systemu.**



Rysunek 3 Koszty operacyjne w 3-strefowym systemie elektroenergetycznym przy różnych organizacjach rynku. Model systemu opisany w Mohrhauer 2016. Hybrydowe organizacje rynku uwzględniają system węzłowy w jednej ze stref. Strefa 1: eksporter; Strefa 2: importer; Strefa 3: eksporter z przepływami tranzytowymi (ang. transit flows).

Można oczekiwać, że od strony popytu przyczyni się to do optymalizacji decyzji przedsiębiorców – odbiorców energii elektrycznej, którzy w chwili obecnej podejmują decyzje inwestycyjne w oparciu o niepełne informacje. Uwzględniają w swoich planach m.in. różnice w jakości i cenie siły roboczej, infrastruktury komunikacyjnej i telekomunikacyjnej, a nie mogą uwzględnić rzeczywistej ceny energii, która byłaby odzwierciedlona dzięki właściwej reprezentacji systemu elektroenergetycznego. W konsekwencji zachowania odbiorców energii w procesie osiągnięcia równowagi rynkowej w systemie opartym na węzłach, mogą przyczynić się do przekształceń popytu pozwalających na bardziej efektywne wykorzystanie obecnej infrastruktury elektroenergetycznej.

Ponadto wypracowanie dokładniejszej reprezentacji sieci pozwoli w procesach rynkowych na pełniejsze dotrzymanie warunków bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ramach zawieranych transakcji handlowych. To spowoduje ograniczenie zakresu i kosztów stosowania środków zaradczych podejmowanych przez operatorów systemów, by spełnić kryteria bezpieczeństwa, a w efekcie obniży koszty dostaw energii pokrywane przez odbiorców w taryfach przesyłowych. Dzięki temu ceny energii elektrycznej będą lepiej odzwierciedlać faktyczny koszt jej dostaw.

## POZYSKIWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ I REZERW MOCY

*Wprowadzenie wymogu pozyskiwania energii elektrycznej oraz rezerw mocy w ramach oddzielnych procesów rynkowych.*

W pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” Komisja Europejska zaproponowała rozwiązanie polegające na rozłącznym pozyskiwaniu energii elektrycznej oraz rezerw mocy. Stało się tak pomimo wprowadzenia możliwości łącznego pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy w Kodeksie Bilansowania, uchwalonym przez Komisję w marcu 2017 roku. Rozwiązanie proponowane w Pakiecie będzie stało na przeszkodzie osiągnięciu długookresowej efektywności rynków energii elektrycznej.

Proponowana separacja procesów pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy stanowi kontynuację głoszonego przez wiele lat w Europie poglądu, że kwestie techniczne, do których w szczególności jest zaliczane utrzymywanie wymaganego poziomu rezerw mocy, powinny być oddzielone od handlu energią elektryczną. Przesłanką takiego podejścia była pożądana przez uczestników rynku prostota prowadzenia obrotu energią elektryczną. Dziś już jednak wiadomo, że taka organizacja procesów rynkowych powoduje szereg nieefektywności, które będą skutkować nieefektywnym wykorzystaniem zasobów systemu do realizacji dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Co ważne, zapewnienie rezerwy mocy nabierze coraz większego znaczenia ekonomicznego wraz z rozwojem nowych dziedzin przemysłu i usług, takich jak choćby bezemisyjna motoryzacja. Odzwierciedlenie w opłatach za energię elektryczną zapotrzebowania na jej większą moc (co wiąże się z ekonomicznymi kosztami zagwarantowania rezerwy mocy) jest zasadne. W odniesieniu do systemów elektroenergetycznych wiąże się to dodatkowo

z faktem, iż zapewnienie dostępu do większej mocy wymaga zagwarantowania odpowiednich rezerw systemowych. Związane to jest z konkurowaniem o te same zasoby w ramach różnych procesów. To, czy dany potencjał źródeł będzie wykorzystywany do dostarczania energii elektrycznej, czy do dostarczania rezerwy mocy, będzie przesądzone w dwóch różnych procesach, realizowanych niezależnie od siebie. W takiej sytuacji dysponent zasobu jest zmuszony do rozdysponowania go *ex ante* między różne procesy rynkowe. To potencjalnie prowadzić będzie do ustalania suboptymalnych stanów równowagi rynkowej.

Szczególnym wyzwaniem dla operatorów systemu jest zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy mocy w długim okresie. Zdaniem PSE do osiągnięcia tego celu niezbędne jest uzupełnienie rynku energii o dodatkowe narzędzie zabezpieczające rezerwy mocy czyli rynek mocy, rozumiany jako rynek długookresowych kontraktów zabezpieczających gwarantowane dostawy mocy w przyszłości. Rozwój OZE i bardzo zróżnicowane krajowe polityki energetyczne, dotacje dla OZE i okresowe nadwyżki podaży, prowadzą do długoterminowego spadku cen hurtowych energii do poziomów, które nie mają rynkowych podstaw do ich utrzymania w przyszłości, a tym bardziej odzwierciedlenia zdolności wytwórczych elektrowni systemowych. Spadek opłacalności wytwarzania energii w elektro-wniach systemowych sprawia, że potrzeba zapewnienia rynku mocy jest kluczowa dla podtrzymania w krótkim i średnim okresie wystarczalności generacji, a w dłuższym – także do zbudowania magazynów energii, umożliwiających funkcjonowanie rynków energii o niskiemisyjnym charakterze (wystarczalność generacji).

**Mechanizmy mocowe, z punktu widzenia PSE, stanowią zatem kluczowe narzędzie w procesie transformacji systemu energetycznego bez narażania użytkowników na**

**przerwy w dostawach energii.**

PSE oczekują, że regulacje Komisji Europejskiej będą wspierać budowę rynku opartego na węzłach, a ponadto wspomagać czy wręcz nawet wymagać łączenia procesów pozyskiwania energii elektrycznej oraz rezerw mocy. W opinii PSE właściwym podejściem jest dążenie do możliwie najdokładniejszej reprezentacji zasobów systemu w procesach rynkowych, a także zapewnienie warunków do zintegrowanego pozyskiwania energii elektrycznej i rezerw mocy. Rozwiązania takie pozwolą na optymalną alokację zasobów, a dzięki temu na efektywne ustalenie łącznego kosztu dostarczania energii elektrycznej do odbiorców.

**Rozdzielne pozyskiwanie tych samych zasobów w ramach różnych procesów prowadzi do nieoptymalnych wyników działania rynku.**

### Bibliografia

- Leigh Hancker, Adrien de Hauteclocque, Małgorzata Sadowska, Capacity mechanisms in the Energy market, Oxford UP 2015.  
Tobias Mohrhauer, Comparison of Nodal, Zonal and Hybrid Market Structures with Respect to Operating Cost and Redispatch Volumes. MSc Thesis. EEH - Power Systems Laboratory, Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich 2016.  
Giorgia Oggioni, Yves Smeers, Market Coupling and the Organization of Counter-Trading: Separating Energy and Transmission Again? Proceedings of Power System Computation 2011.  
Justin Dijk, Bert Willems, The effect of counter-trading on competition in electricity markets, *Energy Policy*, vol. 39, nr 3, 2011.  
Laurie van der Burg and Shelagh Whitley, Rethinking power markets: capacity mechanisms and decarbonisation, ODI Report 2016.