



Spojrzenie mBanku na branżę Energetyka

W polskim sektorze energetycznym tkwi prawdziwy potencjał

Polski sektor energetyczny posiada niezaprzeczalny potencjał – przy ok. 38 GW zainstalowanych mocy polskich elektrowni, produkujących ponad 160 TWh energii elektrycznej rocznie, stanowi on największy rynek w regionie CEE i 6. największy rynek w całej Unii Europejskiej. Ponadto, jako jeden z niewielu rynków w Europie, wciąż notuje rosnące zapotrzebowanie na energię. Stawarza to przestrzeń do znacznych zysków, jednak konieczność ponoszenia wielkich nakładów finansowych na nowe moce wytwórcze, zmienność regulacyjna związana z wprowadzaniem polityki klimatycznej i stopniowy rozwój generacji rozproszonej powodują, że za prawo do uczestniczenia w zyskach przychodzi zapłacić coraz wyższą cenę.

Nakłady inwestycyjne energetyki konwencjonalnej na budowę wysokosprawnych i niskoemisyjnych elektrowni oraz modernizację istniejących bloków wyniosą do 2020 r. ok. 40 – 45 mld zł. Po 2020 r. ruszy natomiast budowa największej inwestycji w polskiej energetyce, czyli elektrowni atomowej.

Jej budowa pochłonie ok. 40 mld zł. Od 2016 r. rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) będzie wspierany przez system aukcji, w której inwestorzy będą konkurować ze sobą o stałą stawkę odkupu energii z nowych inwestycji przez kolejne 15 lat. Łączny wolumen energii, przewidzianej do licytacji w całym okresie wsparcia, ma wynieść 50,5 TWh. Z tej puli w samym 2016 roku licytowane będzie 3,3 TWh, na które przeznaczone zostanie maksymalnie 18,2 mld zł. W kolejnych latach planowane wolumeny aukcji to 5,6 TWh i 2,2 TWh odpowiednio w 2017 i 2018 r.

Charakterystyczną cechą polskiej branży energetycznej jest jej relatywne rozdrobnienie w porównaniu do wielkich energetycznych grup kapitałowych u naszych zachodnich sąsiadów. Cztery największe spółki energetyczne – PGE, Tauron, Energa, Enea - są obecne we wszystkich segmentach rynku, od wytwarzania energii, po jej dystrybucję i obrót.

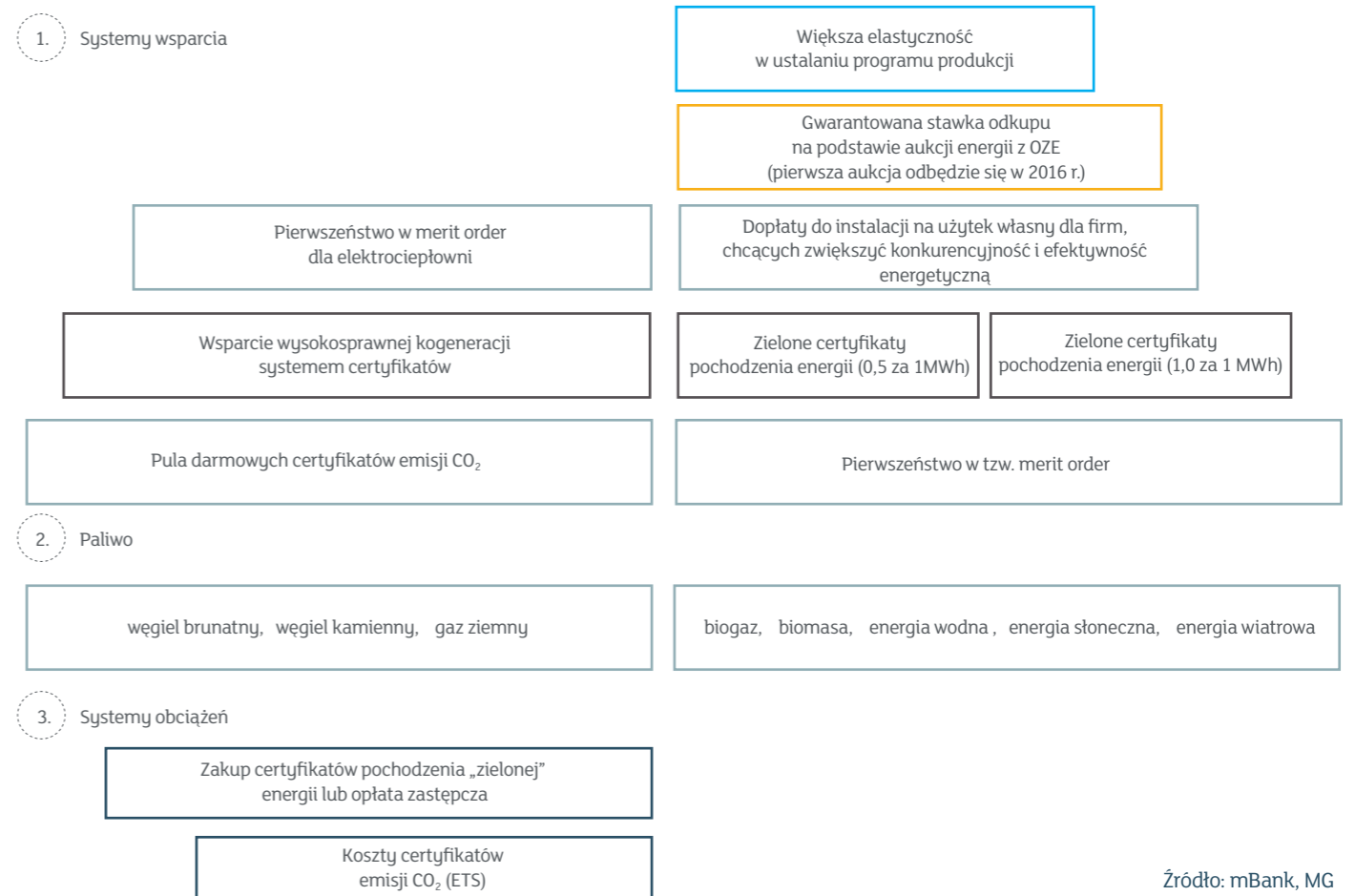
Łańcuch działania spółek energetycznych

Segment	Wytwarzanie	Przesył (OSP)	Dystrybucja (OSD)	Obrót
Główni gracze	PGE, Tauron, Enea, Energa, GDF Suez, EDF, ZE PAK, PGNiG	PSE Operator (monopol regulacyjny)	PGE, Tauron, Energa, RWE	PGE, Tauron, Energa, RWE
Charakterystyka	Produkcja energii elektrycznej metodami konwencjonalnymi, bądź przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.	Przesył, czyli transport energii elektrycznej od wytwórcy do sieci dystrybucyjnych, bądź odbiorców finalnych, przyłączonych do sieci przesyłowej.	Dystrybucja, czyli transport energii elektrycznej siecią dystrybucyjną do odbiorców końcowych. Podmioty dystrybuujące energię elektryczną posiadają naturalny monopol na rynku lokalnym.	Obrót energią elektryczną, czyli jej zakup na rynku oraz późniejsze odsprzedanie odbiorcom końcowym, bądź innym spółkom obrotu (niezależnym sprzedawcom). Odbiorcy końcowi mają pełną swobodę zmiany swojego sprzedawcy energii.
Koncesjonowanie	Wszystkie segmenty rynku energii elektrycznej w Polsce są koncesjonowane i nadzorowane przez prezesa URE.			

Źródło: mBank

Wytwarzanie energii elektrycznej tradycyjnie kojarzy się ze spalaniem węgla z polskich kopalń, w ten sposób produkuje się około 75 proc. energii elektrycznej. Polityka ograniczania emisji CO₂ nakłada więc znaczne obciążenia na polski sektor wytwórczy, który inwestuje w najnowsze technologie kontroli zawartości szkodliwych substancji w spalinach. Udział mocy konwencjonalnych będzie się jednak stopniowo zmniejszał na korzyść odnawialnych źródeł energii, zaś ich główną rolą będzie bilansowanie zmienności generacji ze źródeł odnawialnych związanych z warunkami pogodowymi. Trend ten wynika z prowadzenia proekologicznej polityki, promującej niskoemisyjną gospodarkę, w której ogranicza się zależność od paliw kopalnych i negatywny wpływ na środowisko naturalne. W efekcie współczesna energetyka działa w rozbudowanym systemie zachęt i kar, który ma powodować rozwój mocy wytwórczych w zamierzonym kierunku i wspierać rozwój technologii, które są uważane za przyszłość branży.

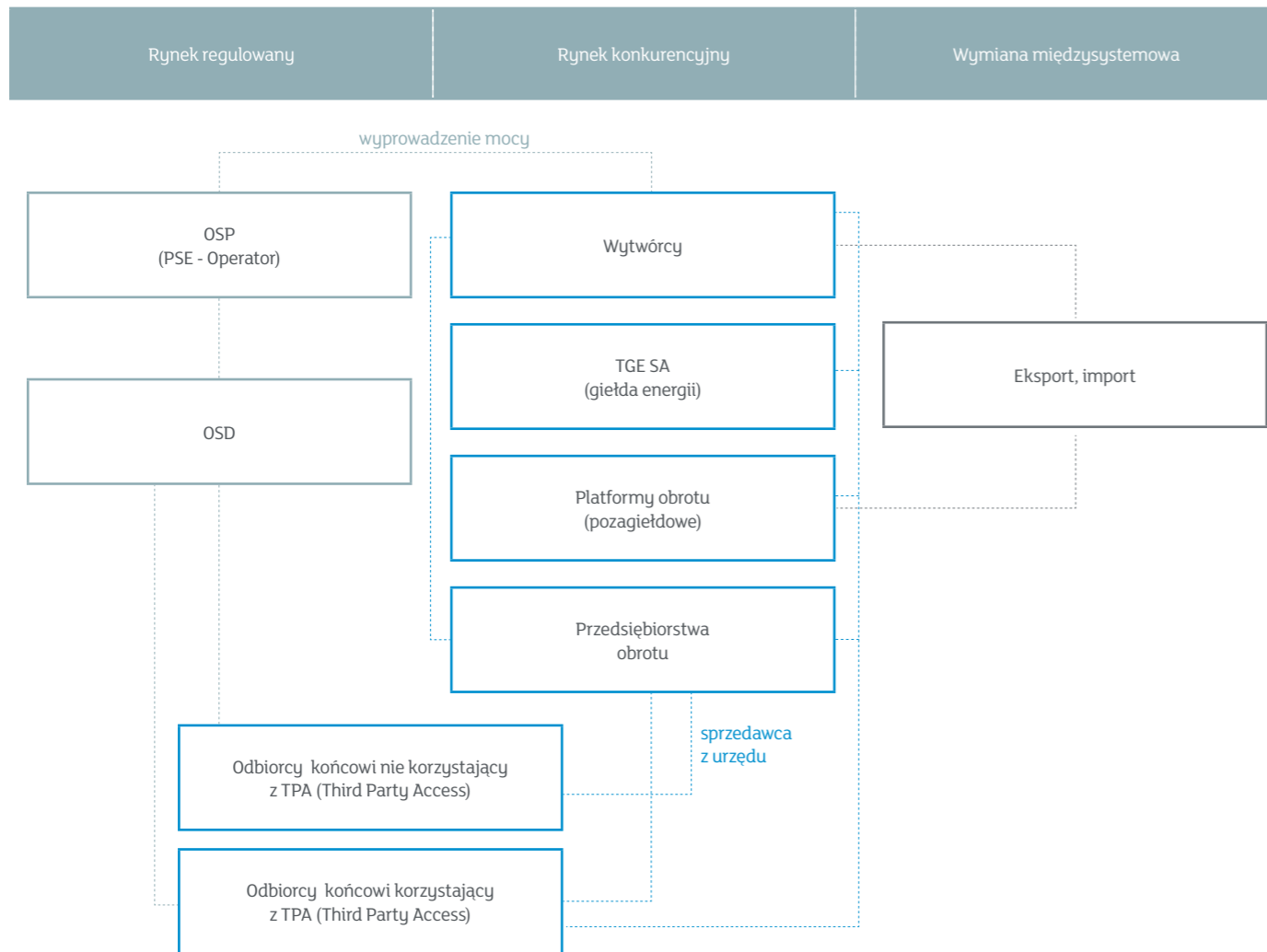
Systemy wsparcia i obciążenia dla różnych segmentów wytwarzania energii elektrycznej



Każde z państw UE posiada inną bazę surowcową, inną politykę energetyczną determinującą udział poszczególnych źródeł energii w miksie energetycznym oraz różne systemy wsparcia dla technologii odnawialnych, co powoduje rosnące zróżnicowanie cen energii na poszczególnych rynkach krajowych. Także tu wkracza unijna polityka, która współfinansuje projekty rozbudowy sieci połączeń transgranicznych, umożliwiających zwiększenie swobody dostaw energii i konkurencyjności cenowej pomiędzy krajami.

Polska, w ramach polityki rozwijania połączeń z państwami sąsiedzkimi, buduje połączenie energetyczne z Litwą, które ma pozwolić na włączenie naszych północnych sąsiadów do europejskiego systemu energetycznego. Otwiera ono także możliwość importu taniej energii z północy Europy. Pierwszy etap połączenia, zrealizowany w 2015 r., udostępnił moce równe 500 MW, zaś do 2020 r. moce te mają ulec podwojeniu dzięki dalszej rozbudowie połączenia.

Dodatkowe nakłady inwestycyjne są także przeznaczane na modernizację krajowego systemu przesyłowego. Wysoki średni wiek samych sieci oraz stacji elektroenergetycznych stanowi źródło wysokich strat energii, co powoduje dodatkowe koszty. Dlatego też najwięksi operatorzy systemów dystrybucyjnych i operator sieci przesyłowej przeznaczają na cele modernizacyjne średnio ok. 5,5 mld zł rocznie.



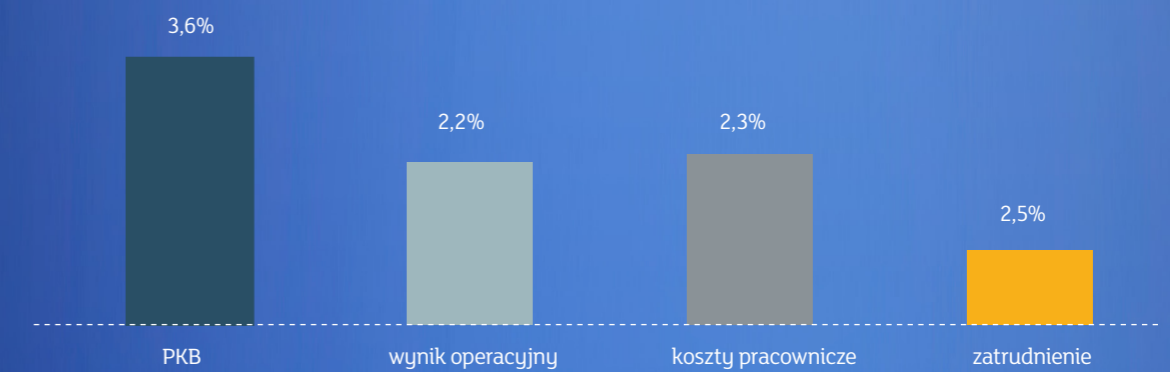
Dodatkowym czynnikiem dynamicznie wpływającym na zmienność otoczenia rynkowego jest rozwój konkurencji w ostatniej części łańcucha wartości, czyli w dystrybucji i obrocie energią elektryczną.

Rozwój Towarowej Giełdy Energii oraz rozbudowa mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych powodują, że spółki obrotu mają coraz więcej możliwości pozyskania energii do dalszej odsprzedaży. Dodatkowo rozwojowi konkurencji w tym segmencie sprzyja prawo do zmiany dostawcy energii, co wpływa na liberalizację cen w taryfach dla konsumentów i firm.



Otoczenie makroekonomiczne

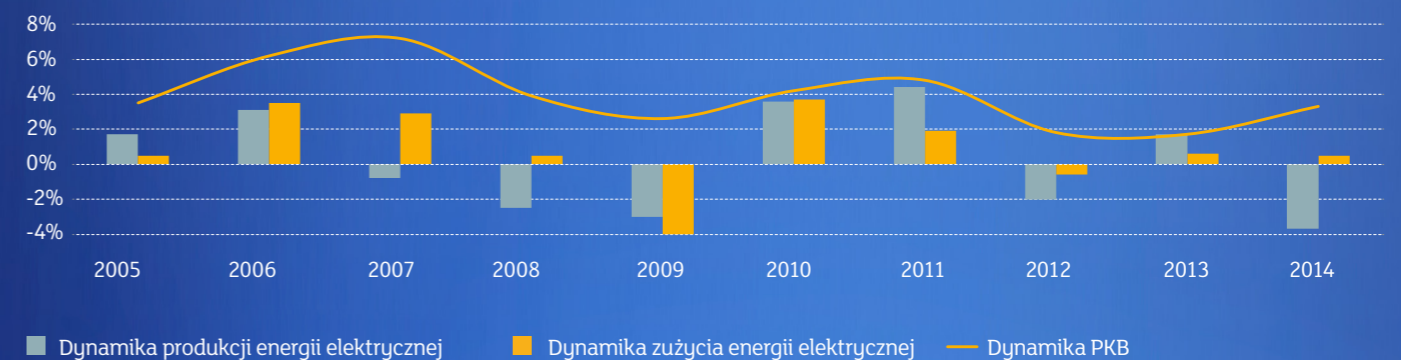
Udział branży Energetyka w gospodarce pod względem wartości dodanej, wyniku operacyjnego, kosztów pracowniczych i zatrudnienia



Źródło: mBank, Eurostat, GUS

Z 3,6% udziałem w PKB branża energetyczna jest istotnym komponentem polskiej gospodarki. Warto zauważyć niski udział zatrudnienia oraz kosztów pracowniczych, co czyni tę branżę bardzo efektywną. Presja na wynik operacyjny wynika z regulacji. Warto zaznaczyć, że każdy segment energetyki podlega odmiennym regulacjom, co wpływa na ich zróżnicowaną rentowność.

Dynamika Y/Y PKB, produkcji i zużycia e.e



Źródło: mBank, GUS, PSE

Dynamika zużycia e.e. jest silnie skorelowana z dynamiką PKB, co nie powinno dziwić, biorąc pod uwagę, że przemysł ma ok. 60% udział w odbiorze e.e. W skali miesięcznej odchylenia od korelacji są większe m.in. z uwagi na różnice pogodowe (gorące lata).

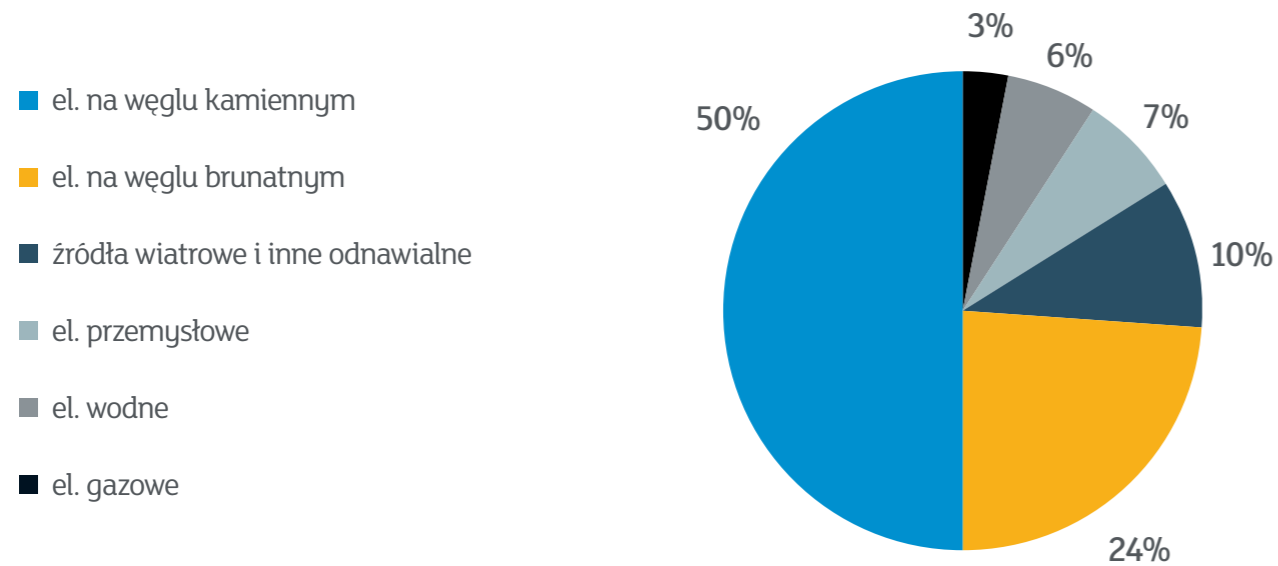


Wytwarzanie

Węgiel fundamentem polskiej energetyki

Nie bez powodu większość konwencjonalnych mocy wytwórczych jest zainstalowanych na Śląsku – Polska jest największym w Europie producentem węgla, pod tym względem nie mamy sobie równych. W naturalny sposób wpływa to na strukturę krajowych mocy wytwórczych, z których ok. 75 proc. spala właśnie węgiel.

Struktura mocy zainstalowanych w KSE



Źródło: mBank, PSE

Przy cenach na poziomie 50 – 55 USD/t, węgiel kamienny stanowi jedno z najtańszych paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej. Dlatego też elektrownie węglowe charakteryzują się wyraźnie niższym poziomem kosztów, niż np. te opalane gazem ziemnym, nawet w skojarzeniu z produkcją ciepła. Jeszcze lepszym pod tym względem paliwem jest węgiel brunatny, w przypadku którego kopalnie są pionowo zintegrowane z blokami energetycznymi. Wydobycie odkrywkowe,

połączone z bardzo krótkimi dystansami transportu powoduje, że pod względem kosztów produkcji elektrownie zasilane tym paliwem charakteryzują najniższe koszty produkcji e. e. (energii elektrycznej). Z tego właśnie powodu elektrownie węglowe stanowią podstawę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), nie tylko w Polsce, ale także w Niemczech oraz innych europejskich państwach, które nie zdecydowały się inwestować na szeroką skalę w elektrownie atomowe.

Zielona rewolucja

Rozwój produkcji energii elektrycznej z OZE w teorii miał prowadzić do zastępowania „brudnych” źródeł energii „czystymi”, czyli takimi, które dwutlenku węgla nie emitują wcale, lub emitują go w niewielkich ilościach. Jednak obecnie, technologie oparte na paliwach kopalnych o niższej emisji tego gazu od elektrowni węglowych - czyli przede wszystkim elektrownie gazowe - nie są w stanie konkurować z nimi ceną energii. Ich rola ogranicza się więc do bilansowania rynku energii w szczytowych momentach zapotrzebowania, kiedy moce węglowe są już w pełni wykorzystane. Oznacza to, że w praktyce zielona rewolucja wcale nie musi oznaczać rezygnacji z wykorzystania węgla w energetyce i zamykania opalanych nim kopalni.



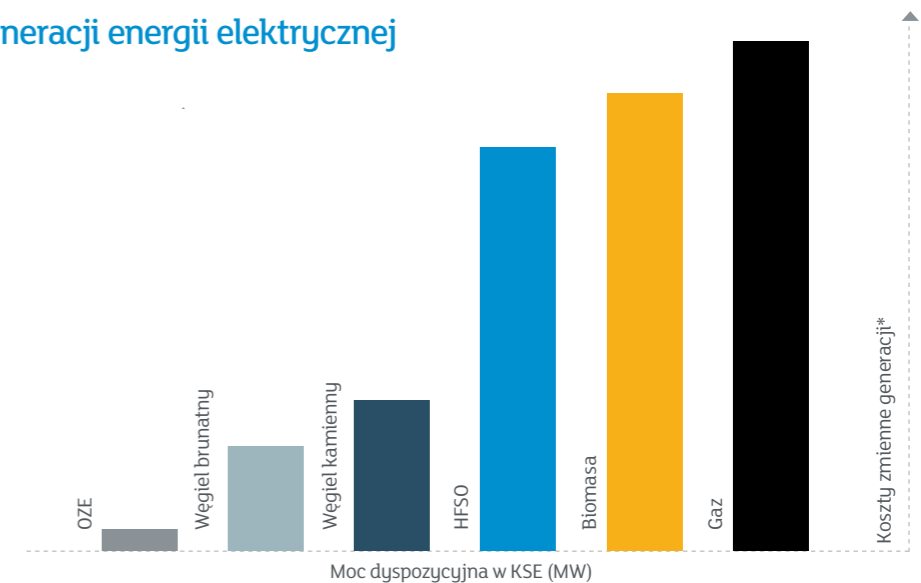
Od czego zależy cena energii

Rynek energii w teorii jest takim samym rynkiem, jak wszystkie inne – rządzą nim prawa podaży i popytu, których relacja ustala cenę wymiany. W sytuacji, gdy rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną, odpowiedzią ze strony podaży jest uruchomienie kolejnych mocy wytwórczych. Zastosowanie znajdują bloki o najniższych kosztach krańcowych produkcji, czyli elektrownie oferujące najtańszą dostępną w danej chwili energię. W praktyce istnieje porządek, w jakim energia jest wpusz-

czana do systemu, tzw. merit order. Pierwszeństwo mają tradycyjne elektrownie ciepłe (m. in. węglowe), jednak tylko do wysokości ich technicznego minimum potrzebnego do podtrzymania ich pracy, bowiem nie można ich szybko wygasić, a następnie wznowić ich działania. Dopiero, gdy popyt przekroczy ten poziom, powiększony o rezerwę operacyjną ujemną, do sieci włączana jest tańsza energia np. z elektrowni wiatrowych.

Szacunkowe koszty zmienne generacji energii elektrycznej według zastosowanego paliwa

Źródło: mBank, ARE, ARP
*Szacunek uwzględnia wyłącznie koszty paliwa



Kolejność włączania dodatkowych mocy do KSE powoduje, że poziom cen, przy minimalnym zapotrzebowaniu, opiera się głównie na kosztach działania elektrowni węglowych pracujących przy minimum technicznym. W miarę uruchamiania dostępnych w danym momencie mocy z OZE, cena energii będzie rosła wolniej niż popyt, zaś w szczytowym momencie zapotrzebowania ceny ustalą się na poziomie zbliżonym do kosztów najdroższych elektrowni gazowych i szczytowo – pompowych.

Węgiel jest paliwem konkurencyjnym... do czasu

Wysoka konkurencyjność elektrowni węglowych na rynku, na którym coraz większe udziały w zainstalowanych mocach zdobywają OZE, wynika ze stosunkowo niskiego obciążenia kosztami opłat za emisję CO₂. Europejski system wymiany węglowymi certyfikatami (ETS) stanowi narzędzie do wpływania na decyzje inwestycyjne w energetyce, które ma sprzyjać modernizacji elektrowni węglowych i rozbudowie mocy opartych o mniej emisyjne źródła energii.

W ramach tego systemu każde państwo otrzymuje pewną pulę darmowych certyfikatów, które odpowiadają emisji CO₂ najbardziej efektywnych energetycznie przedsiębiorstw w Europie z danego sektora objętego ETS, zaś za każdą dodatkową tonę CO₂ powyżej tak określonego poziomu odniesienia, trzeba zapłacić poprzez zakup dodatkowych certyfikatów.

Z realizacją celów redukcji emisji CO₂, jakich podjęły się państwa Unii Europejskiej, wiązać się będzie nieuchronny wzrost cen certyfikatów. W miarę jak pula darmowych uprawnień będzie się zmniejszać, cena w systemie wymiany będzie rosła. W bezpośredni sposób przełoży się to na wzrost kosztów wytwarzania energii, zaś elektrownie wykorzystujące paliwa, które są obecnie najtańsze – czyli wę-

giel kamienny i brunatny - odczują to najbardziej. Jednocześnie, wraz ze wzrostem kosztów wytwarzania elektrowni węglowych, maleć będzie ich przewaga nad elektrowniami gazowymi, aż do momentu, w którym zostaną one przez nie zastąpione w merit order. Przy obecnych założeniach polityki klimatycznej może to nastąpić po 2030 roku.

Biorąc pod uwagę globalną nadpodaż węgla oraz wolniejsze tempo wzrostu gospodarek rozwijających się, będących największymi jego konsumentami, więcej argumentów przemawia za dalszym spadkiem cen czarnego paliwa, poniżej psychologicznej bariery 50 dol/t. Jest to korzystne dla energetyki węglowej, gdyż obniża koszty zmienne działania elektrowni.

Ponieważ węgiel jest obecnie powszechnie wykorzystywany, zarówno w polskiej jak i europejskiej energetyce, wzrost cen certyfikatów emisji CO₂ dotyczył będzie znacznej części rynku. Rosnąca presja kosztowa będzie sprzyjała rozwojowi technologii mogących przedłużyć opłacalność produkcji energii z węgla. Chodzi np. o technologię przechwytywania i magazynowania CO₂ (tzw. Carbon Capture and Storage, CCS), której stosowanie na skalę przemysłową nie jest jeszcze ekonomicznie uzasadnione.

Wsparcie zielonej energii

Produkcja energii ze źródeł odnawialnych stanowi najbardziej dynamicznie rozwijający się segment elektroenergetyki. Rozwój ten jest przede wszystkim napędzany przez system rządowych dotacji, które mają zachęcić inwestorów, zapewniając im zadowalający zwrot w odpowiedniej perspektywie czasowej. Z drugiej strony stały wzrost nowych mocy z OZE na całym świecie oraz rozwój technologii prowadzą do obniżania kosztów i wzrostu efektywności. Dzięki temu zielona energia będzie mogła w coraz mniejszym stopniu polegać na wsparciu.

W Polsce od 2016 r. obowiązywać będą dwa równoległe systemy wsparcia rozwijania mocy z OZE. Pierwszym z nich jest system kolorowych certyfikatów dla już wybudowanych mocy, gdzie każde

z odnawialnych źródeł (fotowoltaika, elektrownie wiatrowe, wodne, biomasowe plus wysokosprawna kogeneracja) otrzymuje certyfikat pochodzenia energii za każdą wyprodukowaną MWh. Następnie certyfikaty te są odsprzedawane energetyce konwencjonalnej, która ewidencjonuje w ten sposób wypełnienie unijnego obowiązku udziału energii odnawialnej w krajowym miksie energetycznym.

Ceny certyfikatów ustalane są w oparciu o relację podaży i popytu i stanowią dodatkowy zysk, jaki producent energii z OZE otrzymuje ponad hurtową cenę energii. Górny pułap cen certyfikatów określa wysokość opłaty zastępczej, jaką muszą uiścić przedsiębiorstwa, które przedstawiły do umorzenia zbyt mało certyfikatów pochodzenia energii. Limit ten jest co roku ustalany przez prezesa URE.



Walka z nadpodażą

Sytuacja, w której na rynku znajdzie się zbyt mało certyfikatów jest mało prawdopodobna - od 2012 r. na Towarowej Giełdzie Energii utworzył się ich znaczny zapas. Wynika to z szybszego niż przewidywany przez Ministerstwo Gospodarki wzrostu mocy zainstalowanych w OZE. Dlatego też ceny zielonych certyfikatów spadły do poziomu niemal 1/3 wysokości opłaty zastępczej. W takiej sytuacji nawet regulacyjne ograniczenie podaży certyfikatów pochodzenia energii od 2016 r. w instalacjach działających w oparciu o współspalanie biomasy i hydroelektrowniach nie powoduje, że poziom wsparcia energetyki odnawialnej wróci do poziomu, który mógłby dynamicznie stymulować jej dalszy rozwój.

Licytacja, czyli kto da mniej

Drugim systemem wsparcia są aukcje na nowe moce, uruchomione po 2015 r. Ministerstwo Gospodarki określa wolumen energii z OZE, jaki będzie licytowany, oraz cenę referencyjną, czyli maksymalną wysokość oferty jaką mogą składać inwestorzy. Wygrywają najniższe oferty, które następnie dostają gwarancję stałej ceny odkupu energii na 15 lat, tzw. feed-in tariff. Pozwala to zbudować stabilny biznesplan i obniża koszt pozyskania finansowania.



Konsorcjalny kredyt inwestycyjny oraz VAT

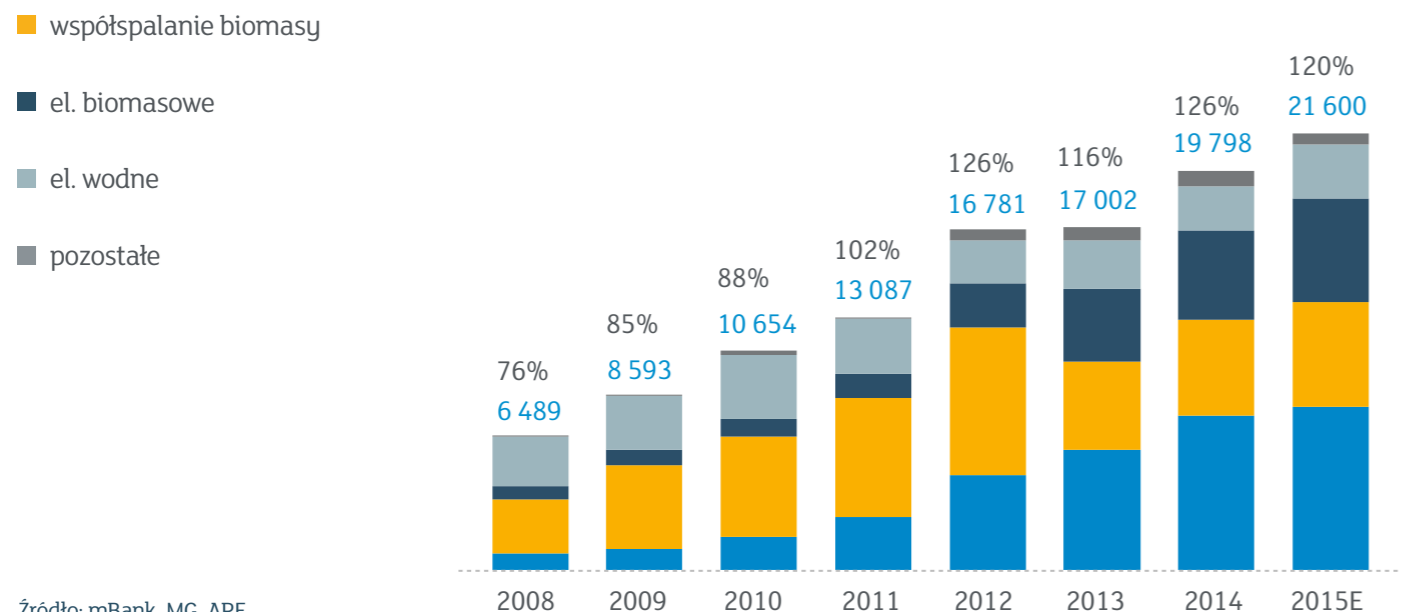
380 100 000 zł

Finansowanie budowy farm wiatrowych o łącznej mocy 61,5 MW

Aranżer, Agent Kredytu, Agent Zabezpieczeń, Bank Rachunków, Kredytodawca

Grudzień 2014

Wypełnienie limitu Ministerstwa Gospodarki oraz produkcja z OZE według typu (MWh)

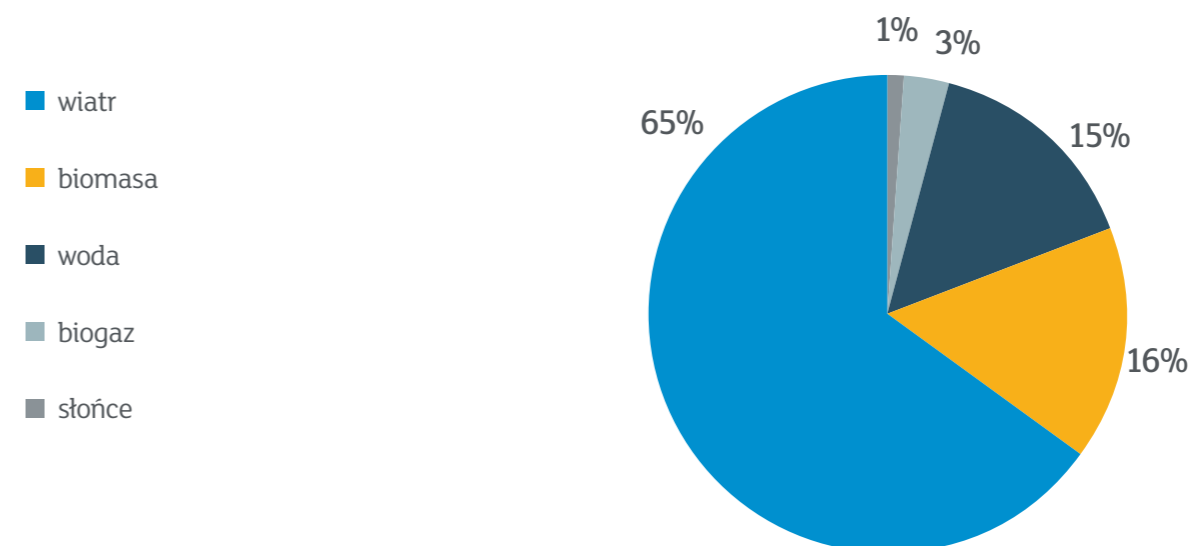


Źródło: mBank, MG, ARE

Zielone żagle energetyki wiatrowej

Spośród mocy zainstalowanych w OZE zdecydowanie największy udział mają elektrownie wiatrowe. Jednocześnie miały one najwyższą roczną stopę wzrostu zainstalowanych mocy spośród wszystkich źródeł odnawialnych: w latach 2010 – 2014 moce wiatrowe rosły średnio o 34 proc. rocznie, zaś w samym 2012 r. wzrosły o 54 proc.

Struktura zainstalowanych mocy OZE



Źródło: mBank, PSE

Drugą siłą napędową rozwoju OZE w Polsce są elektrownie wykorzystujące biomasę, w których moce w samym 2012 r. podwoiły się. Ograniczenie wsparcia dla współspalania biomasy od 2016 r. oraz stosunkowo niskie ceny certyfikatów pochodzenia energii powodują obniżenie rentowności inwestycji opartych o dodawanie biomasy do konwencjonalnego paliwa.

Gdzie trafi rządowe wsparcie

Dalszy rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych będzie zależał od oferowanego poziomu wsparcia. System aukcyjny, obowiązujący od 2016 r., dzieli projekty według mocy oraz efektywności (czasu działania w ciągu roku), przez co różne technologie mają szanse rozwoju w danej niszy. Wśród instalacji o wykorzystaniu poniżej 4000 godzin rocznie segment do 1MW będzie skupiał głównie panele fotowoltaiczne, zaś wśród instalacji powyżej 1 MW najczęściej budowane będą turbiny wiatrowe. Liczne zrealizowane inwestycje w energetyce wiatrowej świadczą o dużym doświadczeniu inwestorów, a duża skala działalności pozwala osiągać niższe koszty serwisu i konserwacji, co w naturalny sposób będzie sprzyjało budowie nowych mocy wiatrowych, a jednocześnie większej konkurencji w koszyku cenowym mocy powyżej 1MW pracujących poniżej progu 4 000 godzin rocznie.

W kategorii instalacji powyżej 1 MW, pracujących minimum 4 000 godzin rocznie, dominować będą instalacje biomasowe i biogazowe, które są w stanie zapewnić stały poziom produkcji. W tym koszyku spodziewamy się znacznie mniejszej konkurencji, przez co ceny uzyskane w aukcji mogą być bliżej cen referencyjnych określonych przez rząd. W naturalny sposób będzie to zachęcało inwestorów do zgłaszania nowych projektów w tej technologii i rozwoju tego segmentu rynku energetycznego.

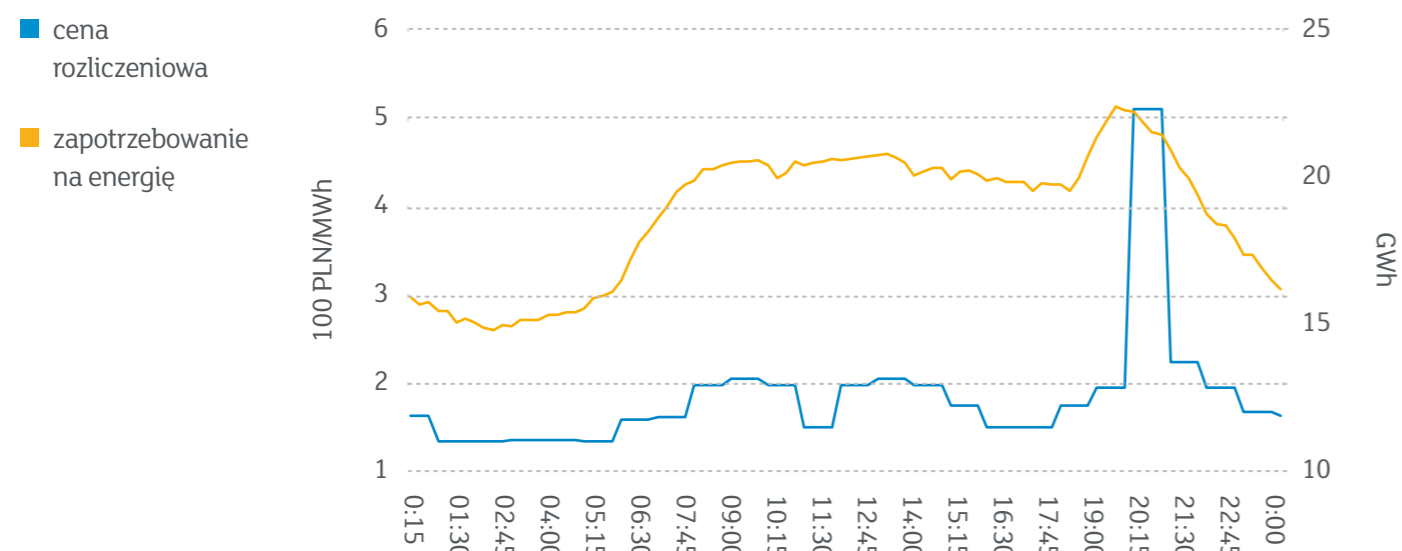
Przesył, dystrybucja i obrót

W przeciwieństwie do segmentów wytwarzania oraz dystrybucji i obrotu, które cechują się zróżnicowanym poziomem konkurencji, przesył energii elektrycznej jest rynkiem jednego podmiotu – Operatora Sieci Przesyłowej (OSP) którego funkcję pełni Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Najważniejszą rolą OSP jest dbanie o to, żeby rynek energii był stale zbilansowany – podaż musi w każdej chwili odpowiadać popytowi. OSP musi więc sterować podażą energii zgłaszaną przez przedsiębiorstwa wytwórcze w odpowiedzi na zapotrzebowanie ze strony rynku.

Delikatna równowaga

Energię kontraktuje się z dużym wyprzedzeniem, jednak zawsze istnieją pewne rozbieżności pomiędzy prognozami, a rzeczywistym zapotrzebowaniem. Dlatego też zarówno wytwórcy, jak i odbiorcy energii mogą zgłaszać dodatkową podaż lub popyt, które operator rozlicza na rynku bilansującym.

Przykładowe zapotrzebowanie i ceny energii na rynku bilansującym w okresie letnim



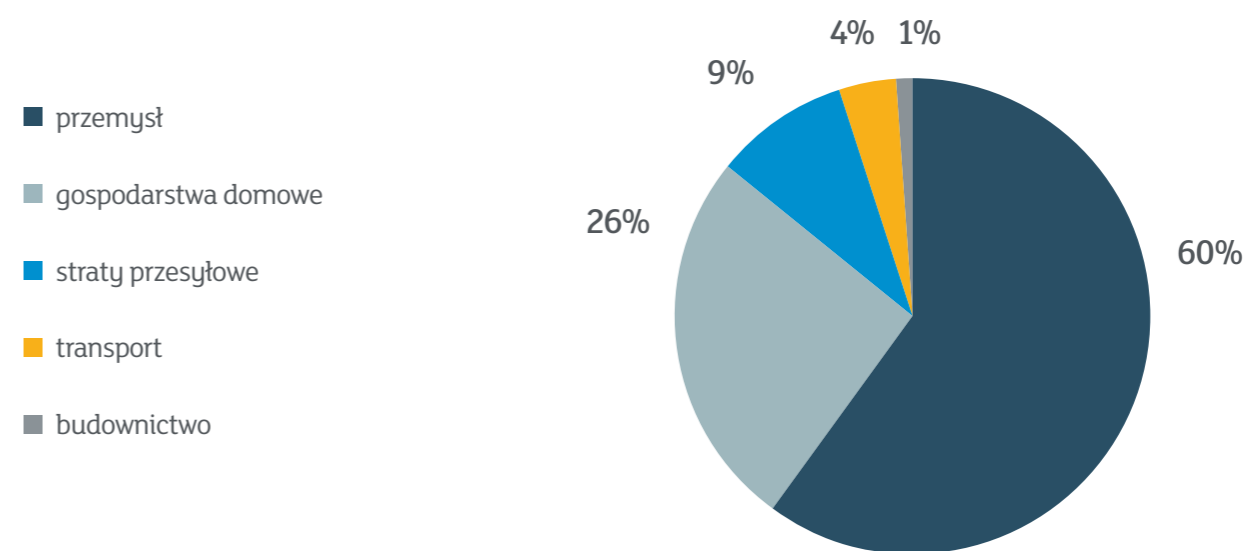
Źródło: mBank, PSE

Na każdą godzinę pracy systemu składane są wcześniejszej oferty wytwórców na określone moce przy danej cenie. Widoczny, skokowy wzrost ceny energii na rynku bilansującym obrazuje mały zapas mocy w polskim systemie elektroenergetycznym – w szczycie zapotrzebowania dostępna podaż energii pochodziła z elektrowni o kosztach wytwarzania znacząco wyższych od typowych elektrowni węglowych. Były to więc, posiadające marginalny (~2 proc.) udział w zainstalowanych mocach, elektrownie gazowe.

Energetyka zawodowa jest ściśle związana z koniunkturą w przemyśle, który jest największym odbiorcą

energii w gospodarce. Stała aktywność produkcyjna w ciągu dnia czyni z przemysłu stabilnego odbiorcę, o stosunkowo niskich wahaniami zgłaszanego popytu na energię. Pozwala to skutecznie przewidzieć i zabezpieczyć odpowiedni jej wolumen z niewielkimi odchyłami. Ponieważ przemysł jest motorem całej gospodarki, wzrost PKB powyżej 2 proc. Y/Y, wiąże się ze stałym wzrostem zapotrzebowania na e. e. Nie jest to jednak powszechnie obowiązująca reguła – zapotrzebowanie na energię elektryczną w państwach Europy Zachodniej stopniowo maleje, zaś w Polsce wciąż obserwuje się jego wzrost o ok. 1,5 -1,7% rocznie.

Struktura odbiorców energii w Polsce



Źródło: mBank, PSE

Wieczorny szczyt w zapotrzebowaniu na energię, wynika ze struktury odbiorców e.e. Gospodarstwa domowe, zużywające energię głównie w godzinach popołudniowych i wieczornych, odbierają jedynie 26 proc. e. e., jest to jednak najbardziej zmienna część ogólnego zapotrzebowania na prąd. W konsekwencji obserwujemy tzw. szczyt popołudniowy w godzinach 13-15 oraz szczyt wieczorny około 19-21. W trakcie szczytu popyt na energię dynamicznie wzrasta, przeciwna sytuacja występuje w nocnej dolinie, kiedy poziom zapotrzebowania na energię elektryczną jest najniższy.



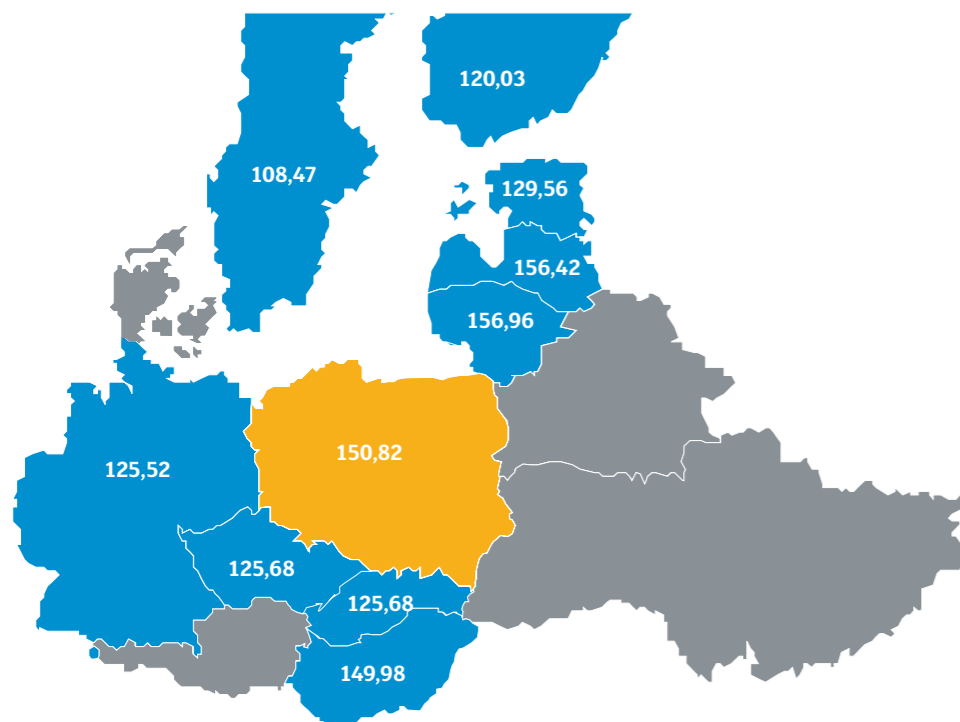
Delikatna równowaga

Nagłe wzrosty zapotrzebowania na energię są o tyle niebezpieczne dla całego systemu, że mogą go zdestabilizować. Także towarzysząca temu zmienność cen wprowadza dodatkową niepewność, która utrudnia podejmowanie decyzji biznesowych.

Wzrosty cen energii w szczycie wynikają z pełnego wykorzystania mocy o niższych kosztach wytwarzania i uruchomienia drogich mocy szczytowych. Ponieważ wyższa cena towaru zawsze przyciąga dodatkową podaż, teoretycznie naturalnym zachowaniem rynku jest budowa nowych mocy wytwórczych. Jest to jednak skomplikowane przedsięwzięcie, rozłożone na wiele lat, a do tego wymagające przewidywalnego otoczenia regulacyjnego oraz znacznego nakładu kapitału.

Niższym kosztem rozwiązywania problemu mocy szczytowych jest zarządzanie popytem. Z perspektywy rynku bardziej efektywne od skumulowania popytu jest jego rozłożenie na te godziny, w których wykorzystanie tańszych mocy jest niższe. Poza taryfami dwustrefowymi, zarządzanie popytem rozwija się w formie rynku negawatów, gdzie odbiorcy energii elektrycznej zgłaszają gotowość do redukcji swojego zapotrzebowania. Oferty te składane są na godzinowe bloki, w wysokości i cenie ustalonej przez OSP.

Ceny energii na rynku hurtowym (PLN/MWh)



Źródło: mBank, PGE

Obecnie na rynku działa jeden agregator, Enspirion, który pakietuje zgłaszaną przez odbiorców e. e. gotowość do redukcji popytu i oferuje ją operatorowi systemu przesyłowego. Zgłaszane przez PSE zapotrzebowanie na negawaty pozostaje poniżej 1 GW, jednak rosnąca konsumpcja energii, szczególnie w szczytach popołudniowym i wieczornym, powoduje, że możemy się spodziewać rozwoju tego rynku w przyszłości.

Trzecim rozwiązaniem jest import energii z sąsiedniego kraju. Konieczne jest jednak posiadanie połączeń transgranicznych o odpowiedniej przepustowości. Obecnie Polska posiada możliwość importu energii ze Szwecji, Niemiec, Czech, Słowacji oraz Ukrainy. Sprzyja temu korzystna relacja hurtowych cen energii na rynku krajowym w stosunku do rynków zagranicznych. Ponadto połączenie energetyczne z Litwą umożliwia import jeszcze tańszej energii z północy Europy oraz zwiększenie przepływow pomiędzy pozostałymi krajami Unii Europejskiej. Obecnie barierą dla przepływów transgranicznych są ograniczone moce przesyłowe udostępniane przez PSE. Z drugiej strony ich rozbudowa w przyszłości wystawi polski rynek energii na procesy zachodzące w całej Unii, w tym szerszy napływ taniej energii z OZE.



Wirtualne elektrownie

Kolejnym wyzwaniem - poza skokowymi wzrostami zapotrzebowania w szczytach - jest fundamentalna zmiana, jaką przynosi włączanie do KSE mniej stabilnych, odnawialnych źródeł energii. Komercyjne instalacje OZE są stosunkowo rozproszone w porównaniu do energetyki konwencjonalnej, na potrzeby której powstała cała sieć przesyłu i dystrybucji energii. W połączeniu ze zmiennością generacji energii z OZE powoduje to, że - w szczególności operatorzy sieci dystrybucyjnych - będą w najbliższych latach zmuszeni ponosić nakłady inwestycyjne w tzw. inteligentne sieci.

Oznacza to rozbudowę systemu liczników energii, które umożliwiają zarówno zdalne odczyty zapotrzebowania, jak i nadwyżki energii w danym obszarze i określonej porze. Rozwinięciem tego systemu jest wirtualna elektrownia, czyli obszar objęty inteligentną siecią. Dąży on do wewnętrznego zbilansowania popytu i podaży energii oraz komunikacji z sąsiednimi systemami. W ten sposób powstają rozproszone systemy zarządzania przepływem energii elektrycznej, które mogą wygładzić wpływ nagłych przyptyków generacji z OZE w nocnej dolinie, lub skoków zapotrzebowania w popołudniowym szczycie, przy okazji zmniejszając straty przesyłowe dzięki lokalnemu bilansowaniu.

Obszar działalności największych operatorów systemów dystrybucyjnych

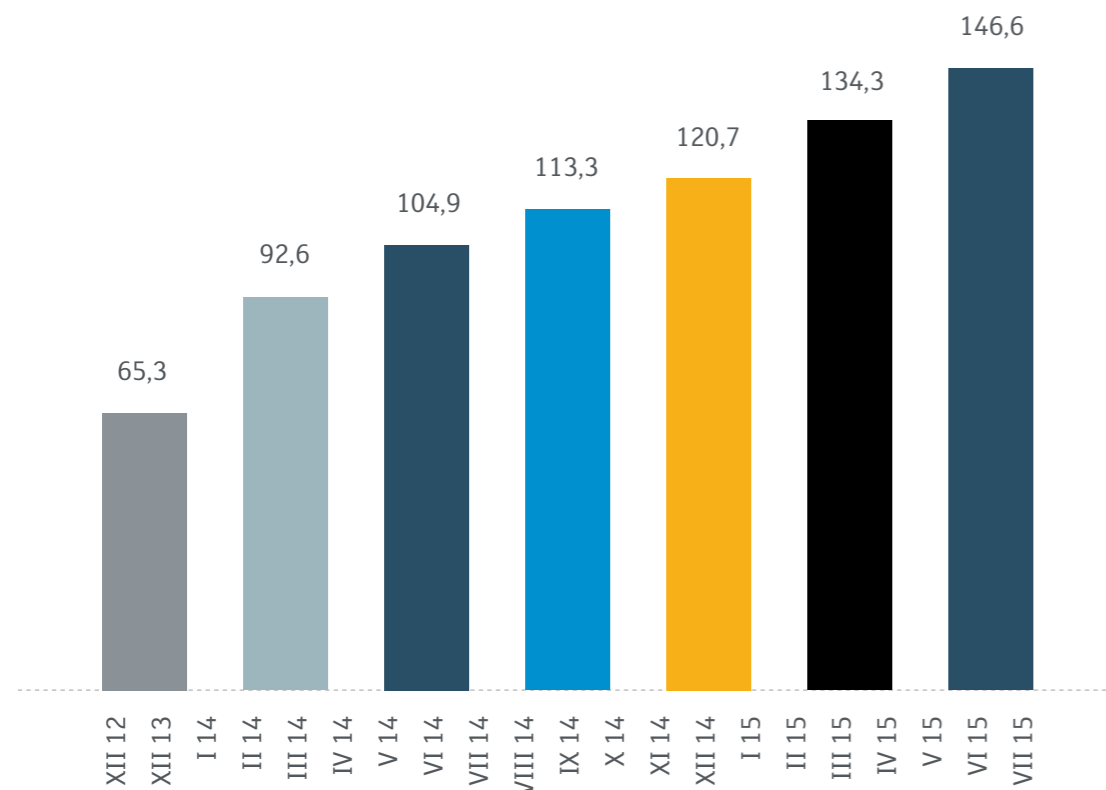
- Enea
- Energa
- PGE
- Tauron
- RWE



Źródło: mBank, URE

Konkurencja pojawia się natomiast na etapie sprzedaży dystrybuowanej energii odbiorcom końcowym. Rozdzielenie działalności dystrybucyjnej i obrotu energią umożliwiło przedsiębiorcom i konsumentom zmianę dostawcy energii i obniżenie kosztów jej zakupu.

Liczba odbiorców TPA w grupach taryfowych A, B i C (tys.)



Źródło: mBank, URE

Dynamicznie rosnąca liczba przedsiębiorstw, decydujących się na zakup energii u niezależnego dostawcy powoduje także rozwój samego rynku energii. Spółki obrotu mogą zakupić energię w cenach hurtowych poprzez Towarową Giełdę Energii lub kontrakty bilateralne. Dzięki temu przy rosnących obrotach urynkowaniu ulegają także marże w sprzedaży.

Rosnąca konkurencja wymusza także inwestowanie w jakość i zakres oferowanych usług. Coraz popularniejsze stają się łączone oferty sprzedaży energii elektrycznej i gazu, dostarczanie informacji o rozkładzie zużycia, czy usługi analityczne z tego zakresu.



Udzielenie linii gwarancyjnej
100 000 000 zł
 Rozpoczęcie obsługi bieżącej oraz obsługi płatności masowych

Bank współpracujący
 Luty 2014

Odnawialne źródła energii zmieniają rynek

Pomimo zmian w systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii, ich dalszy rozwój nie pozostawia wątpliwości. Podobnie jak fundamentalne zmiany, jakie niesie to ze sobą w każdym elemencie łańcucha wartości.

Napływ odnawialnej, taniej energii na rynek hurtowy będzie wywierał dalszą presję na elektrownie konwencjonalne. Przy rosnących mocach odnawialnych i kosztach certyfikatów emisji CO₂, będą one musiały zwiększać nakłady na podnoszenie efektywności i ograniczanie emisji szkodliwych substancji. Jednocześnie zmienność podaży energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych powoduje, że jeszcze przez długi czas elektrownie węglowe będą stanowiły podstawę polskiego systemu elektroenergetycznego.

W segmencie przesyłu i dystrybucji rosnąć będą wyzwania związane z zarządzaniem przepływami energii w sieci. W związku z tym coraz większe znaczenie będą miały inwestycje w inteligentne sieci, rozwój rynku negawatów i wirtualnych elektrowni bilansujących zapotrzebowanie i podaż energii na poziomie rozproszonych systemów teleinformatycznych. Zaostrzeniu ulegnie także konkurencja w zakresie sprzedaży energii, którą oferować będzie coraz więcej spółek.

Zużycie energii w polskiej gospodarce rośnie w średnim tempie ok. 1,5 proc. rocznie, zaś dynamiczny wzrost PKB w ostatnich kwartałach pozwala spodziewać się nawet wyższych odczytów wzrostu popytu. Sprzyja to osiągnięciu większych wolumenów sprzedaży przez spółki obrotu, w szczególności dynamicznie zwiększających swój zasięg sprzedawców niezależnych.

Zarządzanie należnościami w mBanku

Collection – zarządzanie należnościami

Usługa wspomagająca spływ oraz identyfikację płatności na rachunkach bankowych, która w znacznym stopniu usprawnia proces zarządzania należnościami.

Collect – identyfikacja płatności handlowych

Usługa skierowana do wystawców faktur zainteresowanych bieżącym monitoringiem spływu należności oraz automatyczną identyfikacją płatności krajowych i zagranicznych. Pozwala ona usprawnić procesy księgowo oraz przyspieszyć ewentualne czynności windykacyjne.

Mass Collect – identyfikacja płatności masowych

Idealne rozwiązanie dla firm wystawiających tysiące faktur. W ramach usługi zapewniamy w pełni zautomatyzowaną identyfikację wszystkich powtarzalnych płatności dokonanych na rzecz firmy w kraju i za granicą.

Mass Collect Plus

Usługi Collection można rozszerzyć o system identyfikacji płatności Mass Collect Plus. W ramach tego rozwiązania bank zajmie się analizą wpływających płatności i przyporządkowaniem ich do wystawionych przez firmę faktur.

Niniejszy materiał ma charakter wyłącznie informacyjny, jest rozpowszechniany w celu reklamy i promocji usług mBanku S.A i nie może być traktowany jako kreujący wiążące zobowiązanie jakiejkolwiek osoby, w tym mBanku S.A., z jakiegokolwiek tytułu. Niniejszy materiał stanowi wyraz najlepszej wiedzy jego autorów opartej informacjami z kompetentnych rynkowych źródeł, jednakże mBank S.A. nie gwarantuje pełnej kompletności i wiarygodności zawartych w nim informacji. Niniejszy materiał nie stanowi oferty w rozumieniu art. 66 Kodeksu cywilnego, ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy go traktować jako rekomendacji lub porady. Prognozy wskazane w niniejszym materiale nie gwarantują osiągnięcia zysków przez inwestora działającego na ich podstawie.

mBank S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Senatorska 18, 00-950 Warszawa, zarejestrowany przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000025237, posiadający numer identyfikacji podatkowej NIP: 526-021-50-88, o wpłaconym w całości kapitale zakładowym, którego wysokość wg stanu na dzień 01.01.2016 r. wynosi 168.955.696 złotych.



mBank S.A. ul. Senatorska 18, 00-950 Warszawa
tel. 22 829 00 00, fax: 22 829 00 33
msp-korporacje@mBank.pl