

Michał Hetmański
Filip Piasecki

Ostrołęka C – historia projektu inwestycji, czyli dlaczego projekt powinien przejść do historii



Warszawa 2018

Michał Hetmański

Filip Piasecki

Ostrołęka C – historia projektu inwestycji, czyli dlaczego projekt powinien przejść do historii

AUTORZY

Michał Hetmański (michal.hetmanski@instrat.pl)

Filip Piasecki (filip.piasecki@instrat.pl)



WSPÓŁPRACA

Kacper Stefaniak

Łukasz Sabat

SKŁAD

Magda Warszawa

© Pracownia na rzecz Wszystkich Istot, Warszawa 2018

Pracownia na rzecz Wszystkich Istot

ul. Jasna 17, 43-360 Bystra

pracownia.org.pl

ISBN 978-83-61453-01-7

Spis treści

Słowniczek terminów	4
Wstęp.....	5
1. Aspekty środowiskowe i historia inwestycji	
Ocena środowiskowa	7
Koszty społeczne.....	8
Kontrola NIK.....	9
Reaktywacja projektu	10
2. Ostrołęka C a rynek mocy	
A. Dlaczego Polsce potrzebny jest rynek mocy	13
<i>Missing money – problem niedostatecznych dochodów</i>	15
<i>Missing capacity – problem niedostatecznych mocy wytwórczych</i>	16
B. Koszty mechanizmu i główne założenia	17
<i>Rozwiązania techniczne</i>	18
<i>Kim jest cenotwórca i cenobiorca?.....</i>	19
<i>Kalendarz projektu i wdrożenie rozwiązania.....</i>	20
<i>Kluczowe poprawki w projekcie rynku mocy w ramach uzgodnień z KE</i>	21
C. Dlaczego Ostrołęka C nie zyska na rynku mocy.....	23
<i>Strategie partycypacji Ostrołęki C na rynku mocy:</i>	23
<i>Case #1.....</i>	24
<i>Case #2</i>	24
D. Studium przypadku – rynek mocy w UK. Wnioski dla Ostrołęki C	25
<i>Wnioski z rynku mocy w UK.....</i>	27
E. Ryzyko regulacyjne	27
<i>Pomoc publiczna.....</i>	28
<i>Konkurencja krajowa</i>	28
3. Nakłady inwestycyjne projektu a konkluzje BAT/BREF	
Wznowienie projektu a pozwolenie zintegrowane	31
Koszt przyszłych modernizacji dla zmieniających się konkluzji BAT/BREF	32
Analiza porównawcza kosztów	32
Koszty uprawnień do emisji	35
4. Finansowanie inwestycji	
Emisja euroobligacji	36
Umowa inwestorska z Polską Grupą Górniczą.....	39
Umowa handlowa z Polską Grupą Górniczą	40
5. Studium przypadku: Opole II & Kozienice	
Opole II	42
Kozienice	43
Polimex-Mostostal jako generalny wykonawca	43
Appendix	46
Streszczenie	47
Summary	53

Słowniczek terminów

BAT - Best Available Technology (najlepsze dostępne techniki) - wynikający z dyrektywy IPCC/IED standard służący ocenie emisyjności dużych zakładów przemysłowych w Unii Europejskiej; obejmuje większość branż przemysłowych, w tym energetykę

CCGT - CombinedCycleGasTurbine (układ gazowo-parowy) - technologia wytwarzania energii o wysokiej sprawności, która łączy turbinę gazową z turbiną parową

CJRM - Certyfikowana Jednostka Rynku Mocy - certyfikowana jednostka wytwórcza dopuszczona do udziału w aukcji na rynku mocy, np. magazyn energii, fizycznie istniejąca lub planowana elektrownia

DSR - Demand Side Response (Jednostka Redukcji Zapotrzebowania, lub Sterowane Odbiory Energii - jednostka biorąca udział w aukcji na rynku mocy, która nie wytwarza energii, ale obniża popyt na energię poprzez zagregowanie zużycia przez grupy klientów

EBI - Europejski Bank Inwestycyjny

EEX - European Energy Exchange (Europejska Giełda Energii) - największa giełda energii w Europie Środkowej z siedzibą w Lipsku

EU ETS - European Union Emission Trading Scheme - Europejski System Handlu Emisjami

EUA - European Emission Allowance - przedmiot certyfikatu uprawniającego do emisji ekwiwalentu jednej tony CO₂ w ramach systemu ETS

IEA - International Energy Agency - Międzynarodowa Agencja Energetyczna

IED - Industrial Emissions Directive - Dyrektywa 2010/75/EU w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)

IPPC - Integrated Pollution Prevention and Control - Dyrektywa 2008/1/EC o zintegrowanym zapobieganiu zanieczyszczeniom i kontroli

IRDN - Indeks Rynku Dnia Następnego obliczany na podstawie cen zawieranych na TGE

IRZ - Interwencyjna Rezerwa Zimna - suma wolnych mocy wytwórczych elektrowni w dyspozycji PSE, które w celu zbilansowania KSE pozostają w dyspozycji operatora, pomimo ich trwałego wyłączenia z systemu

JRM - Jednostka Rynku Mocy - jednostka wytwórcza biorąca udział w aukcji rynku mocy; przed udziałem musi przejść przez proces certyfikacji, aby stać się CJRM

KSE - Krajowy System Elektroenergetyczny

LCP - Large Combustion Plant (duże instalacje energetycznego spalania) - jednostki o wejściowej mocy cieplnej powyżej 50 MW w rozumieniu Dyrektywy IED

ORM - Operacyjna Rezerwa Mocy - suma wolnych mocy wytwórczych elektrowni w dyspozycji PSE, które nie są objęte umowami sprzedaży

OSP - Operator Systemu Przesyłowego

PGG - Polska Grupa Górnicza - największy europejski producent węgla kamiennego powstały w 2016 r. w wyniku restrukturyzacji Kompanii Węglowej

Pozwolenie zintegrowane - forma licencji na prowadzenie działalności przemysłowej; wymagane przez Ministerstwo Środowiska dla jednostek przemysłowych; zawiera ocenę wpływu eksploatacji jednostki na środowisko.

PSE - Polskie Sieci Elektroenergetyczne

RDN - Rynek Dnia Następnego - jeden z fizycznych rynków spot dla energii elektrycznej na TGE

TGE - Towarowa Giełda Energii

URE - Urząd Regulacji Energetyki

WEK - Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna - zbiór elektrowni o wysokiej mocy wytwórczej należących do największych krajowych i zagranicznych koncernów energetycznych

Wielka czwórka energetyczna - cztery największe przedsiębiorstwa produkujące energię elektryczną w Polsce: Enea, Energa, PGE, Tauron

Wstęp

Odnowienie floty wytwórczej w polskim systemie energetycznym jest jednym z kluczowych wyzwań stojących przed całym sektorem. Prognozowany wzrost zapotrzebowania przy jednoczesnej modernizacji i wyłączeniach starych bloków może doprowadzić do niedoborów nadwyżki mocy już w latach 2020-2022¹.

Przestarzały park wytwórczy stanowi zagrożenie nie tylko dla bezpieczeństwa dostaw, ale i dla środowiska. Mimo implementacji postanowień dyrektywy IPPC i wdrażania standardów BAT, sektor wytwarzania energii elektrycznej oparty w 82% na węglu kamiennym i brunatnym odpowiedzialny jest za 70% emisji CO₂ w Polsce². Niechlubne pierwsze miejsce w dziesiątce europejskich elektrowni emitujących największą ilość CO₂ zajmuje kompleks energetyczny w Bełchatowie³.

Reaktywowany w 2016 r. przez spółkę Energa projekt budowy w Ostrołęce bloku C o mocy 1000 MW ma wg ministra energii Krzysztofa Tchórzewskiego być ostatnią tak dużą inwestycją węglową w Polsce⁴. Niniejszy raport ma na celu wskazanie, że uzupełnienie prognozowanego niedoboru mocy wytwórczych w KSE jedną dużą elektrownią węglową, opartą na węglu kamiennym może być w skali mikro i makro niekorzystnym rozwiązaniem problemu.

Budowa w ciągu ostatnich 5 lat czterech pozostałych bloków wielkoskalowej energetyki korporacyjnej - Opole II (2 × 900 MW), Kozienice (1075 MW) oraz Jaworzno III (910 MW) okazała się dla każdego z inwestorów być wyzwaniem przerażającym ich doświadczenie oraz konsorcjów realizujących budowę. Rzeczywisty koszt inwestycji w stosunku do planu był wyższy nawet o 17%, a terminy oddania obiektów przesunięto o 5-8 miesięcy. Polskie firmy budowlane jako wykonawcy generalni z powodu podjętych kontraktów (często nierentownych) wymagali restrukturyzacji i dokapitalizowania. Odbiło się to negatywnie na płynności w sektorze budownictwa przemysłowego⁵, zaś banki finansujące systemowo kluczowe inwestycje musiały zgodzić się na odroczenie terminów płatności za kredyty zaciągnięte przez szereg firm wzdłuż łańcucha poddostawców.

Konsolidacja sektora wytwarzania energii elektrycznej - pionowa (PGG, Polimex-Mostostal) oraz pozioma (przejęcie aktywów EDF) dokonana przez tzw. energetyczną wielką czwórkę zaburzyła rynkowy mechanizm kształtowania cen. To zwiększa niepewność i skłania firmy do zwiększenia premii za ryzyko.

Co prawda rynek mocy jako źródło przychodów dla jednostek wytwórczych może stanowić zachętę do inwestycji w sektorze, to w przypadku opóźnień w oddaniu obiektu do użytkowania może powodować dotkliwe straty finansowe sięgające nawet 11,2% rocznych nakładów inwestycyjnych.

Zarządzanie nowymi inwestycjami oraz modernizacją elektrowni w ciągu najbliższej dekady to duże wyzwanie organizacyjne i zarządcze dla Ministerstwa

¹ E. Kłossowski, PSE, Rynek mocy - projekt rozwiązań funkcjonalnych. Model rynku energii w kontekście obecnej sytuacji bilansowej w KSE, 04.07.2016.

² URE, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.; obliczenia własne na podstawie: KOBiZE, Raport z rynku CO₂ Nr 62, maj 2017.

³ Sandbag, Top 10 European polluters still dominated by German lignite, 01.04.2016.

⁴ WysokieNapiecie.pl, Minister Energii: Ostrołęka to ostatnia taka inwestycja węglowa w Polsce, 06.09.2017.

⁵ Spotdata.pl, Wskaźnik płynności finansowej I stopnia (dane kumulowane od początku roku) - roboty budowlane specjalistyczne [proc.].

Energii oraz państwowych spółek energetycznych. Podjęcie się już raz wygaszonego projektu Ostrołęka C wynika z oszczędności czasu (18-24 miesięcy) na przygotowanie terenu pod budowę oraz wydanie pozwolenia zintegrowanego. Podjęty przez Enerę pierwotnie w 2008 r. projekt nie uwzględniał korzyści wynikających z bardziej elastycznej, rozproszonej generacji i magazynów energii (DSR) oraz postępu technologicznego w zakresie zarządzania zagregowanym popytem w sieci (*smart grid*).

Stosunkowo niski udział grupy Energa w rynku wytwarzania energii elektrycznej (3%⁶) i wynikająca z tego intencja zarządu do poszerzenia źródeł przychodów w tym segmencie nie powinna być nadrzędna w stosunku do bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski czy rentowności zaangażowanych w projekt Ostrołęka C aktorów gospodarczych.

Oddajemy ten raport do wnikliwej lektury przedstawicielom samorządu powiatu ostrołęckiego, gminy m. Ostrołęka oraz gminy Rzekuń, inwestorów (Energa i Enea), akcjonariuszy większościowych (Skarb Państwa) i mniejszościowych (OFE i TFI), regulatora (URE), operatora sieci (PSE), ale przede wszystkim bankom i ubezpieczycielom. Wierzimy, że sektor finansowy znajduje się w wyjątkowej pozycji, by w trosce o klientów, z racji na szereg poważnych ryzyk operacyjnych i rentowność przedsięwzięcia wstrzymać decyzję o udzieleniu kredytów, gwarancji bankowych i ubezpieczenia dla każdego podmiotu zaangażowanego w tę inwestycję.

⁶ Prezes URE, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r., 15.05.2017.

Ocena środowiskowa

Na podstawie złożonego przez spółkę celową wniosku, Wójt Gminy Rzekuń wydał 07.09.2010 r. decyzję środowiskową dla inwestycji pn. „Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy około 1000 MW”⁷. Częścią wniosku o wydanie decyzji środowiskowej był Raport środowiskowy wykonany przez Energoprojekt Warszawa z 2009 r.⁸ Co prawda opisano w nim skutki emisji zanieczyszczeń na podstawie ówczesnie obowiązujących norm BAT (2001: SO₂, NO_x - 200 mg/Nm³), lecz jako uzasadnione wskazano spełnienie bardziej restrykcyjnych standardów emisji (SO₂, NO_x - 100 mg/Nm³). Energoprojekt już w 2009 r. zarekomendował (przed aktualizacją dyrektywy IED z 2017 r.) normy bliskie tym obowiązującym od 2021 r. dla nowych LCP (SO₂, NO_x - 75 mg/Nm³)⁹.

W styczniu 2011 r. Starosta Powiatowy w Ostrołęce wydał decyzję zatwierdzającą projekt budowlany i udzielającą pozwolenia na budowę. Marszałek Województwa Mazowieckiego w marcu 2011 r. wydał Pozwolenie zintegrowane¹⁰ ważne od 01.06.2016 r., **pierwotnie przez 10 lat od rozpoczęcia emisji**¹¹. → [Wznowienie projektu a pozwolenie zintegrowane, s. 31](#)

Energoprojekt Warszawa na podstawie danych wejściowych dla planowanej elektrowni wyliczył następujące wartości dla zanieczyszczenia powietrza.

⁷ Wójt Gminy Rzekuń, [Budowa Elektrowni Ostrołęka C o mocy około 1000 MW](#).

⁸ Energoprojekt Warszawa, [Budowa Elektrowni Ostrołęka C - Raport o oddziaływaniu na środowisko](#), 12.2009 + aktualizacja 18.06.2010.

⁹ Ibidem, s. 90.

¹⁰ [Ustawa Prawo ochrony środowiska](#), Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627.

¹¹ Marszałek Województwa Mazowieckiego, [Pozwolenie zintegrowane](#), 21.03.2011.

Tabela. Energoprojekt Warszawa (2009): wpływ działalności elektrowni Ostrołęka C na zanieczyszczenie powietrza

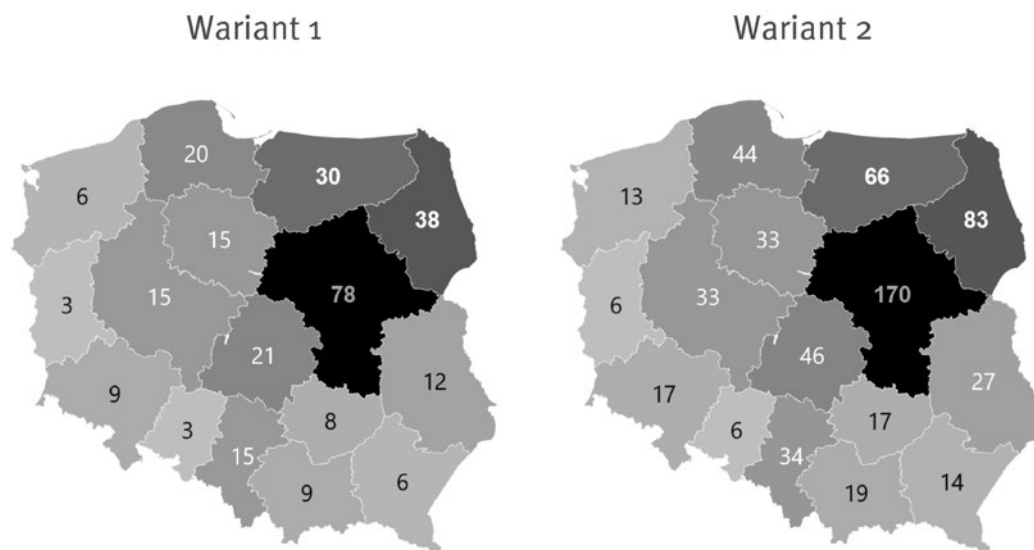
Zanieczyszczenie (mg/Nm ³)	Stężenie średnie	Stężenie maksymalne	Percentyl 99,8	Percentyl 99,7
SO ₂	0,97	66,5	55,1	55,1
NO _x	0,97	66,5	55,1	55,1
PM10	0,07	5,0	4,1	4,1

Źródło: Energoprojekt Warszawa, op. cit., s. 94.

Koszty społeczne

Jak wskazali jednak eksperci organizacji pozarządowych, raport środowiskowy wymagany do uzyskania pozwolenia zintegrowanego nie opisuje zdrowotnych skutków działalności elektrowni. Według Łukasza Adamkiewicza (HEAL Polska) **liczba przedwczesnych zgonów** (30+ lat) wywołanych pracą bloku o mocy 1000 MW zlokalizowanego na granicy województw mazowieckiego, podlaskiego i warmińsko-mazurskiego może wynieść tylko w tych trzech województwach **od 146 do 319 w całym cyklu życia elektrowni**. W skali kraju może być to od prawie 290 do prawie 630 zgonów. Ponadto, liczba dni chorobowych w samym tylko powiecie ostrołęckim (140 tys. mieszkańców wliczając Ostrołękę) może wynosić rocznie od ok. 2450 do 5380.

Mapa. Liczba przedwczesnych zgonów wywołanych pracą elektrowni Ostrołęka C w całym okresie funkcjonowania



Źródło: Opracowanie własne na podstawie obliczeń Łukasza Adamkiewicza ujętych w prezentacji „Skutki zdrowotne narażenia na zanieczyszczone powietrze. Oddziaływanie elektrowni węglowej Ostrołęka C”, 24.10.2017.

Łączne straty ekonomiczne wynikające z obniżonej aktywności zawodowej, nieobecności w pracy z powodu chorób wywołanych zanieczyszczeniem powietrza liczone jako ubytek w PKB szacowane są dla całej Polski na 150-300 mln EUR (wariant 1), a nawet 340-690 mln EUR (wariant 2)¹². Niekwestionowane korzyści dla lokalnej społeczności powiatu ostrołęckiego wynikające ze zwiększonego zatrudnienia na czas trwania budowy elektrowni nie są w stanie zrekompensować długoterminowych strat spowodowanych emisją szkodliwych związków chemicznych.

Inwestorzy (Energia i Enea) jako spółki prawa handlowego nie są zobligowane uwzględnić w rachunku ekonomicznym liczonym za pomocą formuły NPV i IRR kosztów społecznych wynikających ze skażenia środowiska, w tym powietrza. Jednak ich akcjonariusz większościowy, Skarb Państwa jako ME powinien w rachunku makroekonomicznym wliczyć w całosciowy wymiar korzyści płynących ze zwiększenia bezpieczeństwa KSE dla całego kraju, ale i równie wymiernych strat społeczno-gospodarczych dotyczących głównie mieszkańców gmin w najbliższej okolicy elektrowni.

Kontrola NIK

Budowa bloku Ostrołęka C to projekt spółki Energa sięgający jeszcze 2008 r., który miał na celu zwiększenie udziału na rynku wytwarzania energii elektrycznej oraz płynne przejście z produkcji wygaszanego bloku B do pracy nowej jednostki. Trzy bloki o mocy osiągalnej na poziomie 681 MW miały wg ówczesnych analiz zostać wyłączone z eksploatacji nie później niż w 2025-2030 r. Poprawę pozycji konkurencyjnej Energi miała zapewnić również wyższa sprawność nowego bloku na poziomie ok. 45% względem 37% w starej elektrowni¹³.

Pierwsze Studium Wykonalności wykonane w 2009 r. przez Energoprojekt Warszawa wykazało ekonomiczną opłacalność¹⁴. W latach 2008-2012 wykonano 10 analiz opłacalności projektu, i zdefiniowano ramowe (brzegowe) warunki podjęcia się inwestycji. W maju 2011 r. jako formułę realizacji projektu wybrano model *Project Finance*, który przy zakładanych progach IRR (>10%) oraz NPV (>0,8 mln PLN/MW) miał zapewnić zaangażowanie innego inwestora branżowego i/lub finansowego. Początkowo współspalanym paliwem miała być biomasa w udziale do 20%, pochodząca m.in. z sąsiedniego zakładu celulozowo-papierniczego i od lokalnych rolników.

Wątpliwości co do podjęcia budowy nowej elektrowni rozpoczęły się w styczniu 2012 r. Aktualizacja danych w modelu firmy doradczej EY (ceny certyfikatów do emisji CO₂ i przydział darmowych uprawnień, kształt rynku certyfikatów, wsparcie dla współspalania biomasy) pomiędzy styczniem a sierpniem 2012 r. cztery razy wykazała nieosiągnięcie wartości granicznych założonych w 2011 r.

¹² Ł. Adamkiewicz, „Skutki zdrowotne narażenia na zanieczyszczone powietrze. Oddziaływanie elektrowni węglowej Ostrołęka C”, 24.10.2017.

¹³ NIK, [Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej, Informacja o wynikach kontroli](#), 14.04.2015.

¹⁴ NIK, [Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej, Podmiot Kontrolowany: Energa SA](#), 14.04.2015.

Czynnikami, które w czterech ostatnich analizach opłacalności wskazały na nieopłacalność inwestycji była niewystarczająca średnia prognozowana cena energii elektrycznej, spadek prognozowanej ceny zielonych świadectw pochodzenia, wzrost prognozowanej ceny uprawnień do emisji CO₂. Wskazano również, że w porównaniu z elektrowniami takimi jak Kozienice, Opole, Rybnik, Jaworzno czy Elektrownia Północ, rozpatrywany blok wykazuje (1) wyższe koszty finansowania (w formule *Project Finance*), (2) wyższe koszty transportu paliwa i (3) wyższe nakłady inwestycyjne wynikające z inwestycji towarzyszących.

W raporcie pokontrolnym NIK poddano w wątpliwość rolę nowego bloku w KSE - jako przyczyny wskazano niewystarczającą sieć przesyłową oraz brak popytu na energię elektryczną w tej części kraju. Za zagrożenie uznano również nadmierną koncentrację ryzyka wokół jednej inwestycji w segmencie Wytwarzanie spółki Energa i tym samym brak możliwości poprawy pozycji konkurencyjnej na rynku przy pomocy pozostałych jednostek (Ostrołęki B). Ten ostatni argument, pomimo budowy farm wiatrowych przez Energa pozostaje aktualny również w 2018 r.

W związku z powyższymi czynnikami zarządy i rady nadzorcze spółek Energa S.A. oraz Elektrownia Ostrołęka S.A. podjęły 14.09.2012 r. decyzję o wstrzymaniu realizacji projektu Ostrołęka C. Jako jedną z przyczyn wskazano również korzystną sytuację firm na rynku budowlanym¹⁵. Próby sprzedania spółki celowej z gotowym projektem inwestycyjnym innym inwestorom branżowym nie powiodły się.

Od września 2012 r. do czerwca 2014 r. firma EY dokonała jeszcze czterech reewaluacji projektu, gdzie również założono brak wsparcia dla współspalania oraz nieuzyskanie okresowych limitów do emisji CO₂. Każda z tych wycen wykazała nieopłacalność rozpatrywanej inwestycji.

Zarząd Energi wykluczył powrót do bilansowej metody finansowania inwestycji z powodu obawy o przekroczenie wskaźników bezpieczeństwa obsługi długu przez całą grupę kapitałową. Doprowadziłoby to do obniżenia ratingu inwestycyjnego i tym samym ograniczyło możliwości inwestycji w segmencie Dystrybucji.

Reaktywacja projektu

W maju 2016 r. zarząd Energi podjął decyzję o reaktywacji projektu inwestycyjnego Ostrołęka C¹⁶. Dokonana po 2015 r. integracja i koncentracja sektora produkcji energii elektrycznej przyspieszyła proces poszukiwania inwestora branżowego. Do inwestycji dołączyła we wrześniu 2016 r. Enea¹⁷, obejmując za zgodą UOKiK¹⁸ w kilku transzach 23,79% udziałów w spółce Elektrownia Ostrołęka S.A.¹⁹ Łączne szacowany koszty inwestycji zostały wycenione na 5,5-6 mld PLN.

Docelowo udział drugiego inwestora w kapitale zakładowym spółki (229,1 mln PLN) ma zgodnie z listem intencyjnym z 2016 r. wynieść 50%, zaś inwestorzy

¹⁵ Energa, Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za 2012 rok wraz z opinią i sprawozdaniem Zarządu z działalności Grupy, 01.03.2013.

¹⁶ Energa, Uchylene uchwały Zarządu Energa SA z 2012 roku w sprawie wstrzymania realizacji projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce, 24.05.2016.

¹⁷ Enea, Raport bieżący nr 28/2016, 19.09.2016

¹⁸ UOKiK, DKK1-422/520/16/MAB, 11.01.2017.

¹⁹ Enea, Rozszerzony skonsolidowany raport kwartalny Grupy Kapitałowej Enea za III kwartał 2017 r., 23.11.2017. Stan na 25.01.2018.

„nie wykluczają” wejścia innego inwestora branżowego lub finansowego do projektu. Udział w tym przedsięwzięciu jest ujmowany metodą praw własności - w efekcie dług zaciągany przez spółkę celową jest zaliczany w odpowiednio 50% do bilansu obu grup kapitałowych. Pozwala to nie naruszać kowenantów (wskaźnika dług netto/EBITDA <3,0x²⁰) i utrzymać rating BBB (Fitch)²¹.

W grudniu 2016 r. otworzono przetarg w formule „pod klucz” (EPC²²) w ramach dialogu konkurencyjnego²³. Przedmiotem zamówienia jest zrealizowanie kompletnej elektrowni z jednym kondensacyjnym blokiem energetycznym pracującym na parametrach nadkrytycznych pary, o mocy elektrycznej ok. 1000 MW brutto, sprawności netto >45%, dyspozycyjności >8000 godzin rocznie oraz możliwości pracy pod obciążeniem 30-103% mocy nominalnej. W ocenie ofert przewidziano: (1) kryterium ekonomiczne (obliczane na podstawie formuły NPV z uwzględnieniem m.in. terminów płatności) oraz (2) kryterium pochodzenia kotłowni i urządzeń maszynowni (kraje UE i inne²⁴). Na realizację głównego zamówienia przewidziano 54 miesiące, zaś na całość inwestycji 60 miesięcy²⁵.

Do rozmów zaproszono pięć konsorcjów: (1) China Power Engineering, (2) GE Power & Alstom, (3) Polimex-Mostostal & Rafako, (4) Mitsubishi Hitachi Power Systems, (5) Doosan, Acciona & Mostostal-Warszawa. Oferty cenowe zostały złożone jednak tylko przez pierwsze trzy konsorcja, pozostałe dwa wycofały się z udziału w procedurze²⁶.

W pierwszej połowie 2017 r. oferenci złożyli wymagane dokumenty potwierdzające ich kompetencje techniczne i zdolność finansową do przystąpienia do przetargu i zostali zaproszeni do dialogu. Mimo wniosków o przesunięcie terminu składania ofert, inwestor nie przedłużył wyznaczonego na 28.12.2017 r. terminu. Trzy złożone oferty wyniosły:

(1) China Power Engineering	4 849 828 212,18 PLN brutto
(2) GE Power & Alstom	6 023 034 950,00 PLN brutto
(3) Polimex-Mostostal & Rafako	9 591 540 999,00 PLN brutto

Budżet inwestora został przewidziany na 4 803 150 000,00 PLN brutto, co oznacza że żadna z ofert nie spełnia oczekiwań inwestora, a jedynie oferta China Power Engineering ma cenę do niego zbliżoną²⁷.

Z końcem marca 2018 r. zaczęły się pojawiać komunikaty inwestora o kończącym się postępowaniu przetargowym i wniosku zarządu spółki o rozstrzygnięcie zamówienia na rzecz konsorcjum GE Power & Alstom²⁸. Wbrew wcześniejszym

²⁰ Fitch Ratings, [Fitch rating report 28.11.2016](#), 28.11.2016.

²¹ M. Gmytrasiewicz, A. Karmańska, Rachunkowość finansowa, wyd. Difin, s. 698-706, Warszawa 2004.

²² Engineering, Procurement, Construction - projektowanie, dostawa, budowa, rozruch, przekazanie do eksploatacji, serwis w okresie gwarancyjnym.

²³ Elektrownia Ostrołęka, [Ogłoszenie o zamówieniu: Roboty budowlane w zakresie budowy elektrowni 2016/S 244-445906](#), 17.12.2016.

²⁴ Urząd Zamówień Publicznych, GPA. Wśród krajów dopuszczonych do zamówień publicznych w UE są m.in. Chiny, Kanada, USA, Szwajcaria, Norwegia czy Korea Południowa.

²⁵ Energa, [Energa podpisała z Eneą umowę inwestycyjną o wspólnej realizacji Elektrowni Ostrołęki C](#), 08.12.2016; Elektrownia Ostrołęka, [Sprostowania do ogłoszenia z dnia 11.01.2017 r.](#)

²⁶ Mostostal Warszawa, Doosan, Mostostal Warszawa i Acciona Industrial wspólnie powalczą o Ostrołękę, 10.03.2017; Elektrownia Ostrołęka, [Informacja z otwarcia ofert](#), 28.12.2017.

²⁷ Elektrownia Ostrołęka, op. cit.

²⁸ Energa, [Raport bieżący nr 11/2018](#), 24.03.2018.

zapewnieniom Polimexu-Mostostal²⁹, oferta złożona przez polskie konsorcjum okazała się być niekonkurencyjna. W efekcie, prezes PxM złożył rezygnację ze stanowiska³⁰, zaś kurs akcji obu potencjalnych konsorcjantów odnotował spadki³¹.

W dniu 04.04.2018 r. zarząd spółki celowej zakończył postępowanie przetargowe poprzez wybór konsorcjum GE Power & Alstom³².

²⁹ WNP.pl, Polimex-Mostostal z optymizmem ws. bloku 1000 MW w Ostrołęce, 29.01.2018.

³⁰ PxM, Raport bieżący nr 18/2018, 03.04.2018.

³¹ WNP.pl, Przecena akcji Rafako i Polimeksu-Mostostalu z powodu Ostrołęki, 26.03.2018.

³² Energa, Raport bieżący nr 14/2018, 04.04.2018.

Dnia 29.12.2017 r. Prezydent podpisał zainicjowaną przez Ministerstwo Energii ustawę o rynku mocy, której wejście w życie oznacza podwyższenie rachunków średnio o dodatkowe ok. 83 PLN dla gospodarstw domowych w każdym roku funkcjonowania projektu³³. Przedsiębiorstwa, obywatele oraz samorządy zapłacą przez dekadę od wprowadzenia projektu prawie 25 mld PLN - celem jest wyeliminowanie ryzyka niedoborów energii elektrycznej (w szczególności blackoutu), które wiążą się ze stratami znacznie przewyższającymi koszty projektu³⁴.

Z punktu widzenia klienta, opłata mocowa to kolejne obok opłaty wytwórczej źródło wynagrodzenia dla jednostek wytwórczych (elektrowni lub magazynów energii) za gotowość do dostarczenia energii. Zarządzana przez PSE platforma ma nagradzać uczestników rynku poprzez system aukcyjny, czyli kontrakty mocowe na 1, 5 lub 15 lat (+ ewentualna premia) - tym samym poprawiając bezpieczeństwo dostaw.

A. Dlaczego Polsce potrzebny jest rynek mocy

Polski system elektroenergetyczny jest obecnie przestarzały. Krajowe moce wytwórcze to w większości elektrownie wybudowane jeszcze w czasach PRL - 45% zainstalowanych mocy węglowych ma ponad 40 lat, zaś 74% ponad 30 lat³⁵. W najbliższych latach czekają nas planowe wyłączenia najstarszych jednostek, bądź ich gruntowna i kosztowna rewitalizacja.

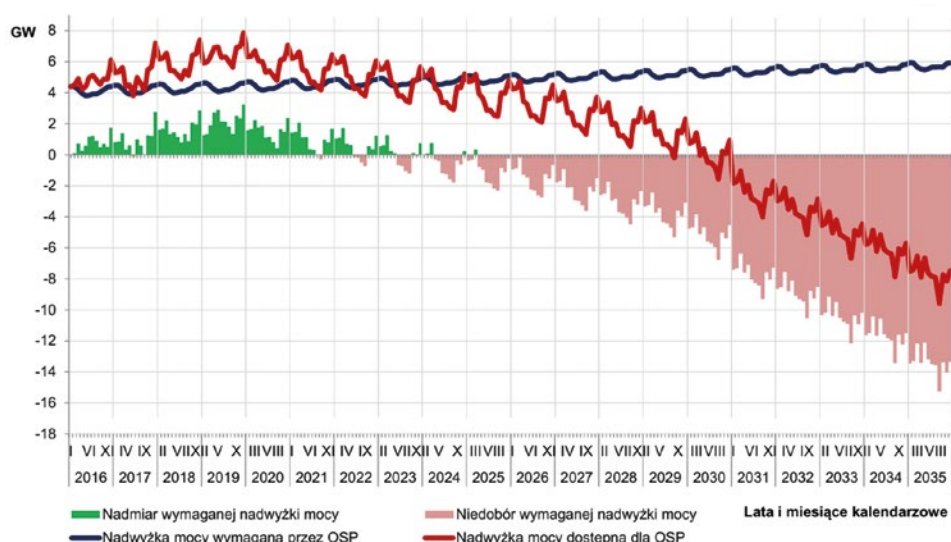
³³ Brutto, ceny stałe z 2016 r.

³⁴ PKEE, [Rynek mocy czyli jak uniknąć blackoutu](#), 09.08.2016.

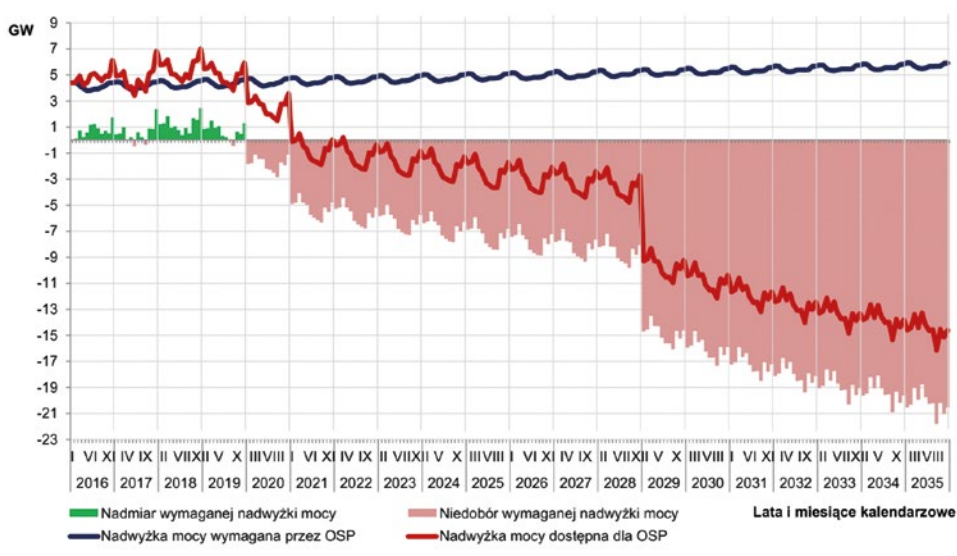
³⁵ Climate Analytics, [A stress test for coal in Europe under the Paris Agreement](#), 2017, s. 11; obliczenia własne.

W ramach realizowanej przez Ministerstwo Gospodarki, a teraz Ministerstwo Energii polityki energetycznej, odpowiedzią na problem przestarzałych jednostek jest utrzymanie status quo oraz modernizowanie i częściowa odbudowa parku wytwórczego opartego o węgiel kamienny i brunatny. Poza wsparciem jednostek WEK, ma to służyć podtrzymaniu popytu na krajowe źródła kopalne i tym samym zamortyzowaniu kosztów społecznych transformacji energetycznej. Implementacja rynku mocy, jest przykładem polityki publicznej, wpisującej się w tę strategię - de facto jednak sprowadza się ona do niezgodnego z polityką unijną wsparcia emisyjnych źródeł wytwarzania prądu, opartych o węgiel i gaz. Przyjmując tę logikę, Polska stoi przed zagrożeniem stabilności dostaw prądu, a planowany rynek mocy ma na celu znaczące ograniczenie tego ryzyka.

Wykres. Wynik prognozy PSE dot. bilansu mocy w KSE – scenariusz modernizacyjny BAT



Wykres. Wynik prognozy PSE dot. bilansu mocy w KSE – scenariusz wycofań BAT



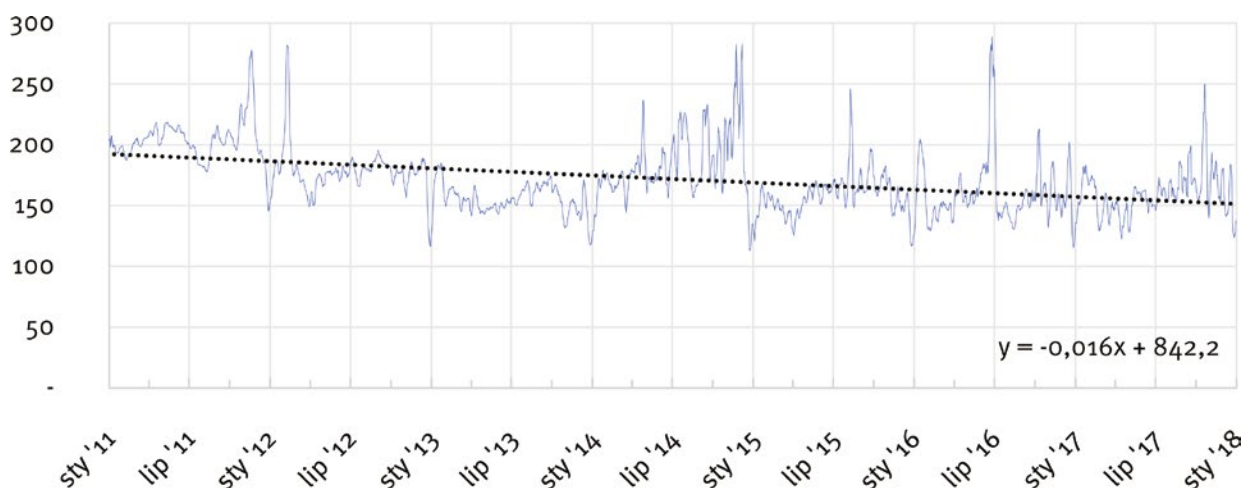
Źródło: PSE, Rynek mocy – projekt rozwiązań funkcjonalnych, 04.07.2016.

Jak wskazuje Deloitte³⁶ przyczynami, które doprowadziły KSE do stanu zagrożenia, są:

Missing money – problem niedostatecznych dochodów

Rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂ mogą negatywnie wpłynąć na rentowność istniejących jednostek wytwórczych. Po reformie systemu ETS jednostkowe koszty certyfikatu mogą wzrosnąć nawet kilkukrotnie – z średnio 5,3 EUR/tCO₂ (2016) i 5,8 EUR/tCO₂³⁷ (2017) aż do szacowanych przez analityków Carbon Pulse 35 EUR/tCO₂³⁸ w 2023 r. lub ok. 33 EUR/tCO₂ w 2030 r. wg International Energy Agency³⁹. Tymczasem ceny na rynku TGE, m.in. z uwagi na obecność OZE, maleją. Od 2016 r. cena oscyluje w okolicach 150-160 PLN/MWh z tendencją lekko wzrostową, a jak pokazują obliczenia Deloitte⁴⁰ część jednostek nie jest w stanie opłacić bieżących kosztów operacyjnych i kapitałowych. Problem ten będzie się z czasem pogłębiał, co znajduje odzwierciedlenie we wskaźnikach rocznego wykorzystania mocy elektrowni (*capacity factor*) w Europie (→ Wykres. *Capacity factor: Polska vs. Niemcy*, s. 16). W związku z zaostreniem dyrektywy o emisjach przemysłowych do 2021 r. wiele elektrowni czeka decyzja o tym czy opłacalna jest gruntowna modernizacja, która wymaga znacznych środków finansowych⁴¹.

Wykres. TGE:IRDN – Cena energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii (Średnia 7-dniowa) (PLN/MWh)



Źródło: Obliczenia własne na podstawie TGE.

³⁶ Deloitte, *Rynek mocy – perspektywy w Polsce*, marzec 2017 r.

³⁷ Obliczenia własne na podstawie danych EEX.

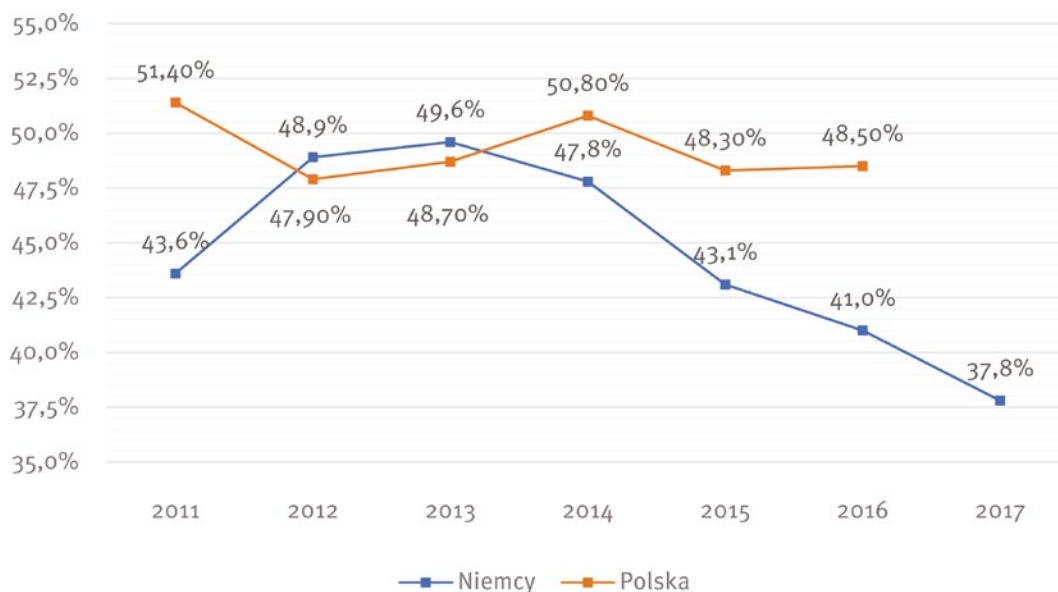
³⁸ Carbon Pulse, *Provisional deal on post-2020 ETS*, 09.11.2017.

³⁹ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2016* - to źródło uwzględniła ustawodawca w Ocenie Skutków Regulacji projektu ustawy o rynku mocy (druk nr 1722).

⁴⁰ Deloitte, op. cit. s. 7

⁴¹ Komisja Europejska, *Decyzja Wykonawcza KE 2017/1442 - Konkluzje BAT*, 31.07.2017; Ekoportal.gov.pl, *Konkluzje BAT*.

Wykres. Capacity factor: Polska vs. Niemcy



Źródło: Obliczenia własne na podstawie: Fraunhofer ISE, [Energy Charts](#), URE, [Sprawozdania z działalności Prezesa URE w latach 2011–2016](#).

Missing capacity – problem niedostatecznych mocy wytwórczych

Wg szacunków PSE rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną może nie zostać pokryte przez sektor wytwórczy. Dojść może do tego ze względu na planowane wyłączenia starych bloków węglowych oraz przyspieszone wyłączenia jednostek nie podlegających modernizacji zgodnie z najnowszą dyrektywą IPCC (→ [Nakłady inwestycyjne projektu a konkluzje BAT/BREF, s. 30](#)). Zdaniem PSE możliwe są dwa scenariusze: wycofań oraz modernizacyjny - poważne niedobory wymaganej przez OSP nadwyżki mocy wytwórczych mogą grozić już od 2020 r. i odpowiednio 2027 r. Niezależnie od obranego wariantu, w perspektywie średnio-terminowej PSE rekomenduje budowę dużej ilości nowych mocy wytwórczych, aby zapobiec zagrożeniu brownoutu lub nawet blackoutu⁴².

Zdaniem autorów raportu, PSE przedstawia przeważnie argumenty strony podażowej, w tym nie dostrzega udziału mocy transgranicznych w bilansowaniu KSE oraz potencjału redukcji zapotrzebowania (strona popytowa). Postęp w poprawie efektywności zużycia energii przez gospodarstwa domowe czy sektor MŚP, m.in. w dziedzinie termomodernizacji budynków mieszkalnych czy sektorze kogeneracji, mógłby znacząco obniżyć ryzyko niedoborów mocy i tym samym zmniejszyć presję na budowę tak dużej ilości nowych mocy wytwórczych.

⁴² E. Kłossowski, PSE, [Rynek mocy - projekt rozwiązań funkcjonalnych. Model rynku energii w kontekście obecnej sytuacji bilansowej w KSE, 04.07.2016](#).

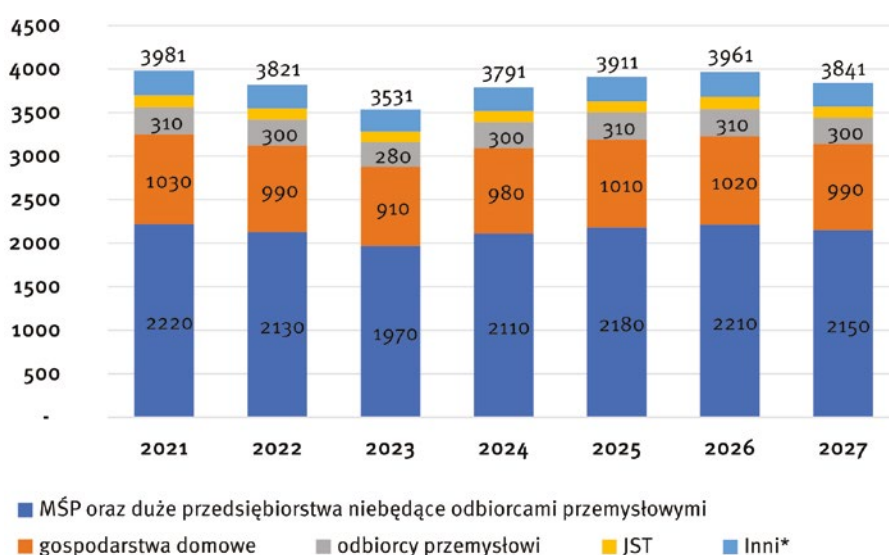
B. Koszty mechanizmu i główne założenia

Pierwsze próby zapobiegania problemom, przed którymi stoi KSE to utworzenie przez PSE instytucji Interwencyjnej Rezerwy Zimnej i Operacyjnej Rezerwy Mocy, które miałyby za zadanie utrzymać niektóre z jednostek w celach bilansowania i regulacji sieci. W ramach kontynuacji tych działań Ministerstwo Energii rozpoczęło w 2016 r. prace nad projektem rozwiązania mocowego, które wprowadziłoby dwu-towarowy rynek energii: rynek płatności za energię oraz rynek płatności za moc.

W najprostszym ujęciu rynek mocy miałby zapewniać przepływy finansowe dla jednostek, które byłyby w stanie zapewnić gotowość do dostarczenia mocy w określonych godzinach. Wygenerowałoby to dla tych jednostek dodatkowe przepływy pieniężne na modernizację, budowę czy też nawet na bieżącą pracę elektrowni i tym samym zapewniło obecne i przyszłe bezpieczeństwo KSE **przy możliwie niskim nakładzie finansowym ze strony inwestorów**. Źródłem finansowania tego rozwiązania ma być opłata mocowa, którą zostaną obciążeni końcowi odbiorcy energii.

Jej łączne koszty podczas 10 lat obowiązywania mechanizmu ME szacuje na 24,9 mld PLN. Oznacza to średnio 83 PLN rocznie więcej dla każdego gospodarstwa domowego – ta grupa pokryje prawie 28% przewidzianych kosztów opłaty mocowej⁴³. Sektor przedsiębiorstw przejmie ciężar aż 60% kosztów tego mechanizmu, a energochłonni odbiorcy przemysłowi jedynie 8,5%. Energochłonny zakład przemysłowy zapłaci za energię elektryczną średniorocznie 40 mln PLN netto więcej, co jest efektem ulgi, jaką zastosowano na wzór ustawy o OZE.

Wykres. Koszty rynku mocy w podziale na grupy podmiotów gospodarczych wg ustawodawcy (mln PLN)



Źródło: Obliczenia własne na podstawie: Druk 1722: Projekt ustawy o rynku mocy, Ocena Skutków Regulacji; URE, Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.

Inni: operator systemu przesyłowego, operatorzy systemów dystrybucyjnych przyłączeni do sieci przesyłowej, zarządca rozliczeń rynku mocy, pozostałe jednostki; JST – jednostki samorządu terytorialnego.

⁴³ Wartość brutto, ceny stałe z 2016 r.

Co istotne, powyższe obliczenia opierają się na Ocenie Skutków Regulacji z czerwca 2017 r., czyli pierwotnej wersji projektu. Suma kosztów poniesionych przez gospodarkę z tytułu opłaty mocowej pozostała po wielu poprawkach ta sama, lecz jej rozkład pomiędzy aktorów gospodarczych może ulec zmianie. Podczas notyfikacji ustawy, zakwestionowane mogą być np. ulga dla energochłonnego przemysłu (strona popytowa mechanizmu) lub zdaniem KE zbyt niska premia za niskoemisyjność JRM (strona podaźowa). → E. Ryzyko regulacyjne, s. 27

Rozwiązania techniczne

Polski rynek mocy ma być rozwiązaniem (1) scentralizowanym, (2) opartym na wolumenie i (3) o zasięgu krajowym z ograniczoną możliwością udziału mocy zagranicznych. Rynek ma być obojętny technologicznie i ma premiować najbardziej kosztowo konkurencyjne jednostki. Aukcje główne na dostawy mocy mają odbywać się na 5 lat przed planowaną dostawą⁴⁴, a w zależności od rodzaju umów podmioty mogą uzyskać kontrakty od 1 do 15 lat z możliwością przedłużenia o kolejne 2 lata dla posiadaczy certyfikatów o emisyjności CO₂ poniżej 450 kg/MWh.

Typy JRM dopuszczone do rynku mocy:

- Nowa - jednostka nowa, czyli taka która jeszcze nie została przyłączona do systemu przed certyfikacją ogólną, ale dla której oddanie do eksploatacji jest planowane przed rozpoczęciem okresu dostaw⁴⁵
- Istniejąca - jednostka istniejąca nie planująca modernizacji, przyłączona do systemu przed certyfikacją ogólną
- Modernizowana - jednostka istniejąca planująca modernizację
- DSR - jednostka redukcji zapotrzebowania

Aby móc brać udział w aukcjach wszystkie JRM muszą przejść przez system certyfikacji stając się CJRM. System aukcyjny jest podzielony na (1) aukcje główne, odbywające się na 5 lat przed faktyczną dostawą mocy oraz (2) aukcje dodatkowe, które zabezpieczają dostawy na kolejny rok. Ostrołęka C jako nowa inwestycja będzie brała udział jedynie w aukcji głównej. Dalsze rozważania będą dotyczyły jedynie tego rodzaju aukcji.

Aukcja główna przeprowadzana jest w formie tzw. aukcji holenderskiej. CJRM przystępując do aukcji zgłaszają oferowany wolumen mocy, a OSP rozpoczyna aukcję podzieloną na rundy. Cena z każdą rundą aukcji jest obniżana i jednostki, którym ona nie odpowiada zgłaszają ofertę wyjścia, a moc przez nich oferowana jest odejmowana od łącznego wolumenu mocy. W momencie, gdy w aukcji łączny wolumen mocy będzie mniejszy niż zapotrzebowanie na moc wynikające z krzywej popytu aukcja się kończy, a wszystkie CJRM, które pozostały w aukcji otrzymują umowę mocową.

⁴⁴ Z wyłączeniem pierwszych dwóch aukcji na rok 2021 i 2022, które odbędą się 15 listopada i 5 grudnia 2018 r., czyli na 3 i 4 lata przed rozpoczęciem kontraktu.

⁴⁵ Art. 95 ustawy o rynku mocy Dz. U. 2018 poz. 9 wprowadza odstępstwo od tej zasady, umożliwiając uczestnictwo w pierwszej aukcji głównej jednostkom, które rozpoczęły eksploatację po 1 lipca 2017 na prawach jednostki nowej. Poprawka ta wprowadzona na samym końcu procesu legislacyjnego, uprawnia m.in. nowo powstały blok nr 11 w Elektrowni Koźienice do kwalifikacji jako jednostki nowej.

Kim jest cenotwórca i cenobiorca?

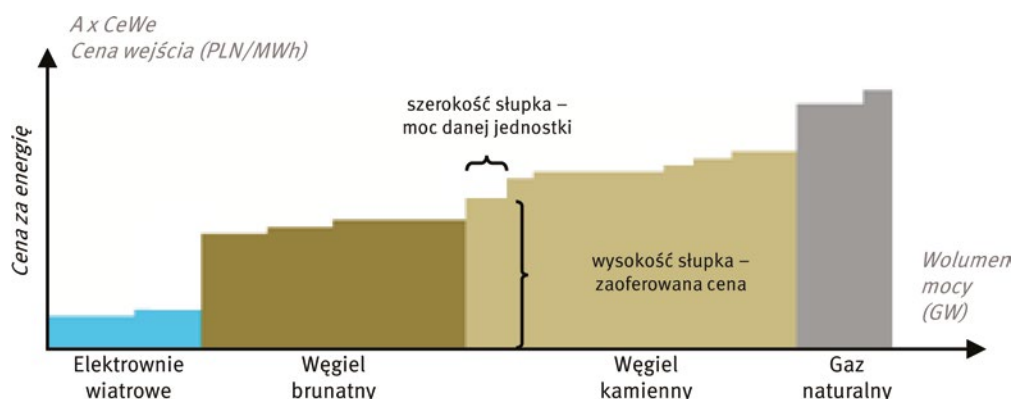
Cenotwórcy (np. nowa JRM, DSR JRM) nie są związani swoją ofertą i mają pełną możliwość manewrowania **poniżej** ceny maksymalnej rynku mocy (dotyczącej wszystkich), z kolei cenobiorcy (np. istniejące JRM) mają swobodę kształtowania ceny jedynie **poniżej** ceny maksymalnej oferowanej tylko dla cenobiorców.

Pomimo że proces ustalania ceny jest nieco inny niż w przypadku bilansowania mocy na giełdach energii (np. RDN na TGE) można zastosować tę samą technikę, co w przypadku rynków energii zwaną *merit order*.

→ *Merit order* czyli ranking cenowy elektrowni to sposób wyznaczania ceny na rynku hurtowym energii. Ranking jest tworzony w następujący sposób:

1. Oferty są zbierane, a następnie segregowane rosnąco według ceny - wysokość słupka odpowiada wysokości oferowanej ceny.
2. Do każdej z ofert przypisywana jest moc oferowana przez jednostkę - szerokość słupka odpowiada wielkości mocy danej jednostki.

Wykres. Merit order: krok nr 1 i nr 2

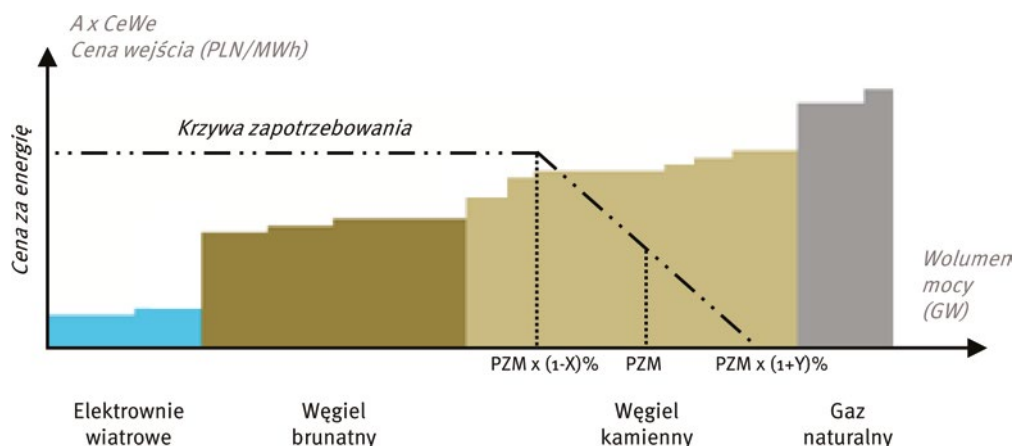


Źródło: Opracowanie własne na podstawie ustawy oraz projektu rozwiązań funkcjonalnych.

3. Pionowa linia wymaganego popytu PZM wskazuje, które źródła pokryją aktualne wymagania.
4. Jednocześnie krzywa zapotrzebowania kształtuje cenę dla wszystkich źródeł energii. Parametr A (większy niż 1) określa punkt przecięcia krzywej z osią Y, zaś parametry X i Y nachylenie na jej końcu⁴⁶.

⁴⁶ Parametry wyznacza minister właściwy do spraw energii w rozporządzeniu do końca sierpnia każdego roku. Teoretycznie odnoszą się one do marginesu rezerwy mocy ponad zapotrzebowanie szczytowe (art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy Prawo energetyczne), ale w praktyce są poddane woli politycznej i np. chęci ręcznego kształtowania cen w aukcjach rynku mocy.

Wykres. Merit order: kroki nr 3–5



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ustawy oraz projektu rozwiązań funkcjonalnych.

5. W miejscu, w którym ranking przecina linię wymaganego popytu następuje ukształtowanie ceny **dla wszystkich źródeł**.

Powyższe wykresy pokazują w jaki sposób aukcja dąży do minimalizacji ceny oraz w jaki sposób poszczególne źródła kształtują wspólną cenę. Większy wolumen mocy elektrowni opartych o OZE (tj. elektrowni o niższych kosztach operacyjnych) sprawia, że cena jest niższa, a konwencjonalne źródła energii są wypychane z rynku. W konsekwencji mniejszy wolumen mocy deklarowanej przez producentów OZE sprawia, że cena jest wyższa przy tym samym popycie – dopuszcza to do aukcji droższe źródła energii.

Kalendarz projektu i wdrożenie rozwiązania

23.08.2013	debata PAP o bezpieczeństwie energetycznym: prezes URE sygnalizuje konieczność rozszerzenia IRZ i ORM ⁴⁷
20.11.2014	początki projektu - projekt trafia do prac Ministerstwa Gospodarki ⁴⁸
04.07.2016	pierwsze spotkanie konsultacyjne w Ministerstwie Energii - prezentacja rozwiązań funkcjonalnych ⁴⁹
16.11.2016	prenotyfikacja projektu w Komisji Europejskiej
05.12.2016	publikacja projektu autorstwa ME i uzasadnienia i początek konsultacji publicznych oraz międzyresortowych ⁵⁰
06.07.2017	projekt trafia do sejmu - druk nr 1722 ⁵¹

⁴⁷ Podczas debaty pojawia się głos ówczesnego dyrektora ds. strategii i inwestycji, a dziś prezesa PFR, Pawła Borysa: *Te propozycje z punktu widzenia wierzycieli i akcjonariuszy spółek energetycznych to krok w dobrym kierunku, ale dla sektora bankowego muszą być konkrety.*

⁴⁸ WysokieNapiecie.pl, [Znamy projekt polskiego rynku mocy](#), 20.11.2014.

⁴⁹ ME.GOV.PL - Minister Tchórzewski: Rynek Mocy to najlepsze rozwiązanie systemowe dla polskiej energetyki.

⁵⁰ RCL, [Projekt ustawy o rynku mocy oraz uzasadnienie](#).

⁵¹ Sejm.gov.pl, [Druk nr 1722](#).

26.10.2017	pierwsze czytanie w Sejmie - powołanie przy Komisji ds. Energii i Skarbu Państwa (ESK) Podkomisji nadzwyczajnej do rozpatrzenia rządowego projektu ustawy o rynku mocy
27.10.2017	przedstawienie poprawek rządowych do projektu
10.11.2017	publikacja treści poprawek oraz uzasadnienia do projektu ⁵²
21.11.2017	czytanie projektu po poprawkach na posiedzeniu ESK
24.11.2017	drugie czytanie w Sejmie - głosowanie poprawek na posiedzeniu ESK
06.12.2017	III czytanie - głosowanie całości projektu ustawy - 431 głosów: za - 243, przeciw - 181, wstrzymało się - 7, nie głosowało - 29
07.12.2017	głosowanie poprawek w Senacie
29.12.2017	podpisanie przez Prezydenta
03.01.2018	ogłoszenie tekstu ⁵³
18.01.2018	wejście w życie
05.02.2018	początek konsultacji regulaminu rynku mocy ⁵⁴
15.11.2018	aukcja główna na okres dostaw dla 2021 r.
05.12.2018	aukcja główna na okres dostaw dla 2022 r.
21.12.2018	aukcja główna na okres dostaw dla 2023 r.
2019	aukcja główna na okres dostaw dla 2024 r. - następnie utrzymanie pięcioletnich odstępów

Kluczowe poprawki w projekcie rynku mocy w ramach uzgodnień z KE

Projekt rynku mocy w Polsce został w dużej mierze oparty na rozwiązaniu brytyjskim wprowadzonym w 2014 r.⁵⁵ Ze względu na strukturalne różnice w systemach elektroenergetycznych nie wszystkie cechy brytyjskiego rynku mocy są możliwe do zaaplikowania w Polsce. W ramach pre-notyfikacji Ministerstwo Energii prowadziło od lipca 2016 r. nieformalne rozmowy z Komisją Europejską, zaś w listopadzie 2016 r. złożyła do KE oficjalny formularz opisujący rozwiązania funkcjonalne⁵⁶. Jak wskazują autorzy raportu fundacji Client Earth, rozwiązanie w zaproponowanym kształcie stanowi pomoc publiczną dla sektora energetycznego i tym samym wymaga notyfikacji. Dodatkowo wskazali, że w wielu wypadkach projekt stał w sprzeczności z polityką energetyczną i środowiskową Unii Europejskiej⁵⁷.

Efektem ponad rocznych prac jest zestaw poprawek opublikowanych z początkiem listopada 2017 r.⁵⁸ ME opracowało je w ramach uzgodnień pre-notyfikacyjnych z Komisją Europejską oraz konsultacji publicznych i międzyresortowych.

Ustawa po poprawkach zakłada dopuszczenie większej liczby podmiotów do udziału w aukcjach, tym samym czyniąc zasady gry bardziej rynkowymi. Co prawda, projekt nadal zachowuje intencję ustawodawcy, jaką jest zagwarantowanie

⁵² RCL, [Projekt ustawy po poprawkach oraz uzasadnienie](#).

⁵³ ISAP, [Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy](#), Dz.U. 2018 poz. 9.

⁵⁴ PSE, [Zapis spotkania konsultacyjnego dotyczącego Regulaminu rynku mocy](#), 05.02.2018.

⁵⁵ Legislation.gov.uk, [The Electricity Capacity Regulations 2014](#).

⁵⁶ WysokieNapiecie.pl, [Ruszyła prenotyfikacja rynku mocy](#), 23.11.2016.

⁵⁷ Client Earth, [Założenia rynku mocy w Polsce - analiza prawna i ekonomiczna](#), 18.11.2016.

⁵⁸ RCL, [Poprawki do projektu ustawy o rynku mocy i uzasadnienie projektu \(druk nr 1722\)](#), 10.11.2017.

źródła przychodów dla energetyki konwencjonalnej, ale zwiększa dla nich nieprzewidywalność wyniku aukcji i tym samym finansowania. Jedną z ostatnich poprawek do ustawy dopuszcza JRM takie jak Ostrołęka C do źródła przychodów z rynku mocy poprzez rynek wtórny⁵⁹. To „druga szansa” dla tych podmiotów, które zaproponowały niekonkurencyjną cenę w aukcji głównej, a wciąż liczą na finansowanie z rynku. Niemniej jednak, aukcje dodatkowe są rozstrzygane z jednorocznym wyprzedzeniem, co nie daje gwarancji stabilnego finansowania projektu, również podczas jego budowy.

Tabela. Porównanie wariantów rynku mocy – pierwotny i skorygowany projekt rynku mocy

Pierwotny projekt rynku mocy	Tekst ustawy	Wniosek
Koszyki aukcyjne dla poszczególnych rodzajów JRM	Likwidacja koszyków i jedna cena wyjściowa aukcji dla wszystkich JRM	Wszystkie jednostki konkurują w tej samej aukcji; nowe jednostki muszą konkurować o umowę mocową z jednostkami istniejącymi i modernizowanymi w tzw. merit order
Długość kontraktu zależna od koszyka aukcyjnego	Długość kontraktu zależna od wykazanych kosztów inwestycyjnych	Czas trwania kontraktu mocowego jest zależny od kapitałochłonności jednostki i statusu w ramach certyfikacji
Brak możliwości udziału mocy transgranicznych w aukcji	Dopuszczony udział mocy transgranicznych tylko w aukcjach dodatkowych, około 1000 MW ²⁸	Większe otwarcie na moce zagraniczne zwiększy liczbę jednostek biorących udział w aukcji i np. przy udziale źródeł subsydiowanych za granicą może spowodować zmniejszenie ceny na aukcjach dodatkowych. Maksymalny udział mocy zagranicznych określany jest na podstawie prognozowanych wartości przesyłu międzysystemowego ²⁹
Moc ustalana na podstawie 16-godzinnego ciągłego okresu stałych parametrów	Moc ustalana na podstawie 4-godzinnego ciągłego okresu stałych parametrów	Elektrownie konwencjonalne straciły przewagę w parametrach certyfikacji. Magazyny energii zyskują na konkurencyjności i mogą doprowadzić do niższej ceny wyjściowej na aukcjach
Brak uwzględnienia emisyjności	Dwuletnia premia do kontraktu mocowego dla jednostek o emisyjności <450 g CO ₂ /kWh	Zmiana zachęca do niskoemisyjnej transformacji – jednostki o niższej emisyjności (np. wysokosprawne CCGT) otrzymują wydłużone kontrakty, co gwarantuje im przewagę nad konkurentami w postaci większej stabilności finansowania

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: RCL, [Projekt ustawy o rynku mocy](#); Sejm.gov.pl, [Druk nr 1722](#).

- **Cena 0 PLN/MWh za moc w merit order:** Wiele z istniejących JRM może zadeklarować cenę za moc równą 0 PLN/MWh (→ [D. Studium przypadku - rynek mocy w UK. Wnioski dla Ostrołęki C, s. 25](#)). To podmioty, które bez istnienia rynku mocy są rentowne, więc nie potrzebują z niego korzystać jako źródła przychodów. Wiedząc, że cena wyjściowa (*clearing price*) ustalona jest na podstawie ceny najdroższego źródła, które uzyskało umowę mocową, w oparciu o mechanizm *merit order* jednostki te składają oferty na 0 PLN/MWh zapewniając sobie umowę mocową niezależnie od wyniku aukcji. Po zakończeniu aukcji źródła te otrzymują cenę najdroższego źródła

⁵⁹ Sejm.gov.pl, [Zapis przebiegu posiedzenia ESK, 07.12.2017](#) - poprawka senacka dot. art. 15.

⁶⁰ iTV Sejm - Posiedzenie podkomisji nadzwyczajnej do rozpatrzenia rządowego projektu ustawy o rynku mocy, 27.10.2017.

⁶¹ Podstawą wymiaru ma być dokonywana corocznie przez ENTSOE analiza MAF - Mid Term AdequacyForecast.

(*pay-as-clear*), co oznacza, że nie kształtują ceny, a jedynie się do niej dostosowują. Jest to dla takich jednostek z finansowego punktu widzenia sytuacja bardzo komfortowa, bo poprawia rentowność, a nie jest obciążona ryzykiem.

- Ostrołęka C a bezpieczeństwo sieci: dopuszczenie mocy transgranicznych do udziału w aukcjach dodatkowych nie wymusza na polskich spółkach energetycznych budowy nowych jednostek w północno-wschodniej Polsce. Interkonektor LitPol Link zabezpiecza ciągłość dostaw i obniża ryzyko brownoutu w tym regionie. Planowane jest rozszerzenie konektora do 1000 MW, które ma powstać według harmonogramu do połowy następnej dekady i wspomóc pracę polskiego systemu⁶².

C. Dlaczego Ostrołęka C nie zyska na rynku mocy

Decyzja zarządu spółki Energa o reaktywowaniu projektu Ostrołęki C została oparta o założenie przychodów z rynku mocy w kształcie zgodnym z proponowanymi rozwiązaniami funkcjonalnymi rynku mocy z lipca 2016 r. co Energa podkreśla w opublikowanej w listopadzie 2016 r. strategii na lata 2016-2025⁶³. Zmiana założeń wynikająca z konsultacji publicznych i międzyresortowych oraz przede wszystkim nieformalnych rozmów prenotyfikacyjnych z KE, radykalnie obniża szansę tego projektu na realizację.

Ostrołęka C w ramach rynku mocy będzie startować jako 1000 MW jednostka o nakładach inwestycyjnych powyżej 3,3 mln PLN/MW w aukcji głównej na 2023 r. (3. rok dostaw), która według harmonogramu ma się odbyć w 21 grudnia 2018 r. Takie rozwiązanie jest konieczne ze względu na planowane rozpoczęcie prac budowlanych, które ma nastąpić jeszcze w 2018 r., a które nie może się odbyć bez potwierdzenia finansowania z rynku mocy⁶⁴.

Strategie partycypacji Ostrołęki C na rynku mocy:

Zgodnie z najbardziej aktualnymi ustaleniami Rady UE ds. Energii, po 2030 r. elektrownie o emisji przekraczającej 550 g/CO₂, takie jak Ostrołęka C, nie będą mogły otrzymywać płatności z rynku mocy. Wyjątkiem będą umowy zawarte przed 2030 r., których pozostały czas trwania jest mniejszy niż 5 lat⁶⁵. Ponadto płatności w latach 2025-2030 zostaną obniżone o 5% rocznie.

Biorąc pod uwagę powyższe założenia, Ostrołęka C rozpoczynając pracę w systemie w 2023 r. może otrzymywać przychody z rynku mocy do końca 2035 r. - i to w najbardziej optymistycznym scenariuszu. Ten 12-letni okres stawia pod znakiem zapytania sens uczestnictwa jednostki w kontrakcie 15-letnim i pozostawia tym samym jednostce niestabilną opcję kilkukrotnego startowania w kontraktach na

⁶² PSE, *Zintegrowany Raport Roczny Edycja 2017 (Stabilna praca systemu)*, 21.12.2017.

⁶³ Energa, *Strategia na lata 2016-2025*, 16.11.2016.

⁶⁴ WNP.pl, *Nowy blok w Elektrowni Ostrołęka gotowy w 2024 r.?*, 06.09.2017.

⁶⁵ Council of the European Union, *Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity (recast)*, 18.12.2017.

1 lub 5 okresów. Wymaga to zatem bardziej elastycznego podejścia i w kalkulowania w biznesplan krótszych i odnawianych umów mocowych.

Ewentualnym rozwiązaniem jest przystąpienie do umowy na 15 lat oraz przymuszona odsprzedaż obowiązku mocowego, w celu uniknięcia kary umownej w wysokości 15% wartości kontraktu. To jednak w przypadku Ostrołęki C bardzo ograniczona możliwość, bo po jej ewentualnym wybudowaniu nie powstaną kolejne jednostki emisyjne tej skali⁶⁶, które chciałyby odkupić od niej obowiązek mocowy, do którego w momencie przeprowadzania aukcji nie miały jeszcze planów (→ D. Studium przypadku - rynek mocy w UK. Wnioski dla Ostrołęki C, s. 25). To jeden z wielu aspektów rynku mocy, którego nie da się *ex ante* sprecyzować na tyle, aby inwestorzy wiedzieli, jak w dalszym horyzoncie czasowym może kształtować się przychodowość spółki celowej.

Rozpatrujemy dwa przypadki partycypacji bloku w rynku mocy:

Case #1

Ostrołęka C deklaruje cenę założoną w biznesplanie gwarantującą uzyskanie rentowności. Jeśli przegra pierwszą aukcję w grudniu 2018 r. na dostawę mocy w 2023 r., to musi czekać 12 miesięcy do aukcji na rok 2024. To opóźnia rozpoczęcie budowy, co zwiększa ryzyko braku uzyskania finansowania na pierwszy rok pracy. Ze względu na partycypację nowych bloków w Kozienicach, Opolu i Jaworznie cena wyjściowa pierwszej aukcji będzie (najprawdopodobniej) najwyższa w pierwszej aukcji głównej, a każda kolejna będzie niższa. Generalny wykonawca *de facto* nie rozpocznie pracy przed pierwszą aukcją.

Jest to bodziec zachęcający do odkładania projektu w czasie, pomimo braku gwarancji na wygranie aukcji w kolejnym rozdaniu. Postęp technologiczny w konkurencyjnych technologiach wytwarzania oraz presja ze strony unijnych regulatorów na dekarbonizację uniemożliwi po 2020 r. decyzję inwestycyjną w dużą jednostkę węglową.

Case #2

Aby uzyskać umowę mocową i zabezpieczyć choćby część planowanych dochodów z rynku mocy, Ostrołęka C podejmuje ryzyko i zaoferuje cenę niższą niż wymaganą do osiągnięcia *break-even*. Udział w rynku mocy z *de facto* dumpingową stawką oznacza, że projekt będzie nierentowny jeszcze przed rozpoczęciem produkowania energii. W ciągu 12 miesięcy od wygranej aukcji dostawca mocy z nowej JRM musi wykazać poniesienie nakładów finansowych oraz podpisanie umów o min. wartości odpowiednio 10% i 20%. Inwestorzy postawieni przed faktem wejścia w nierentowną inwestycję będą zobowiązani do pokrycia tzw. kosztów utopionych (*sunkcosts*).

Kluczowe przy takim przebiegu zdarzeń jest ujęcie sytuacji w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych Energi i Enei. Według Międzynarodowych

⁶⁶ WysokieNapiecie.pl, Minister Energii: Ostrołęka to ostatnia taka inwestycja węglowa w Polsce, 06.09.2017.

Standardów Rachunkowości⁶⁷, inwestycja ujmowana metodą praw własności **jest wyceniana wg kosztu wytworzenia (nabycia), a nie jej wartości godziwej**. Pozwala to zatem wykazać w bilansie każdego z akcjonariuszy niezmienioną wartość 50% udziału w spółce celowej i **nie dokonywać odpisu aktualizacyjnego uwzględniającego np. niekorzystny wynik aukcji na rynku mocy**⁶⁸. W takim wypadku akcjonariusze Energi i Enei z dużym opóźnieniem dowiedzą się, na ile wyceniana jest przez te spółki dopiero rozpoczynająca się nierentowna inwestycja (*fair value*).

D. Studium przypadku – rynek mocy w UK. Wnioski dla Ostrołęki C

Rynek mocy w Wielkiej Brytanii jest bardzo dobrym źródłem podglądowym dla rozważań na temat polskiego systemu kontraktowania mocy. Po poprawkach uzgodnionych z KE proponowany kształt w dużej mierze przypomina ten brytyjski, co pozwala symulować jaką przyszłość czekają aukcje w Polsce.

Analogenicznie do europejskiego rynku handlu emisjami CO₂, oczekiwany i finalny wariant rynku mocy w UK diametralnie się różniły. Konsensus uczestników brytyjskiego rynku mocy i regulatora nie uwzględniał wariantu dzisiejszego rozkładu środków pomiędzy podmiotami biorącymi udział w aukcjach.

Tabela – Wyniki aukcji rynku mocy w Wielkiej Brytanii (GBP/kW/rok)

Rok aukcji	Cena wyjściowa cena z roku X	Cena net-CONE
2014	19 ₂₀₁₂	49
2015	18 _{2014/2015}	
2016/2017	22,5 _{2015/2016}	

Źródło: National Grid, [Capacity Market: T-4 Auctions](#); OFGEM, [Annual Report on the Operation of the Capacity Market](#).

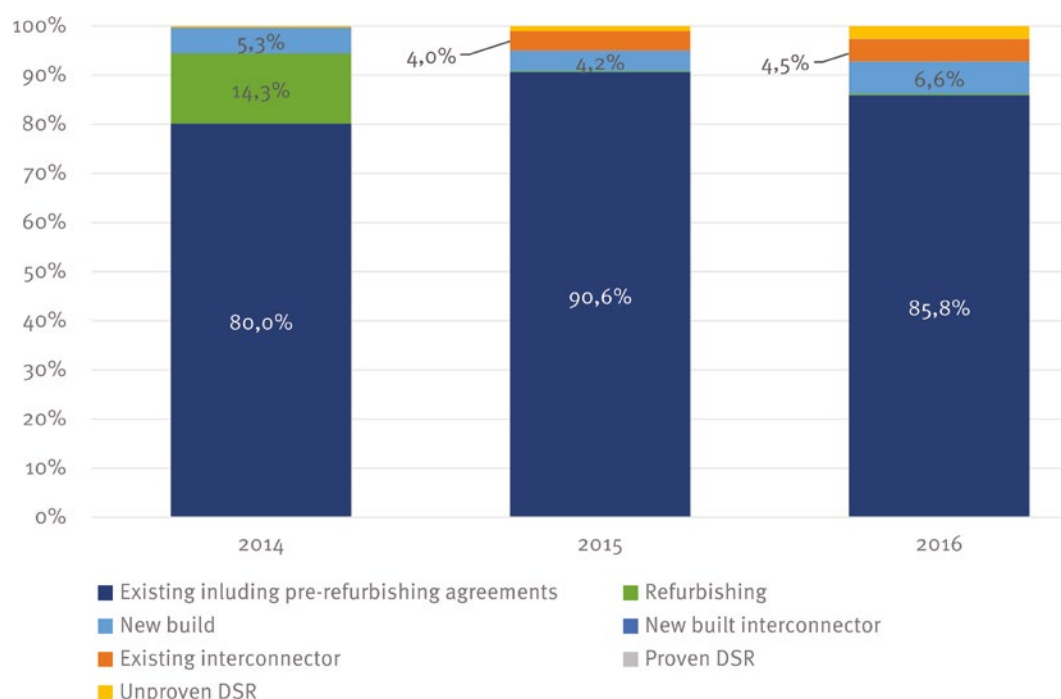
Powyższa tabela obrazuje różnicę pomiędzy minimalną wartością opłaty mocy *net-CONE*⁶⁹ (wyznaczającej próg rentowności nowych jednostek) a ceną osiągniętą na aukcji. Wskazuje to na **brak wystarczającej zachęty dla inwestorów do budowania nowych elektrowni**, co znajduje odzwierciedlenie w udziale nowych inwestycji w umowach mocowych. Warto zauważyć, że cena wyjściowa we wszystkich aukcjach ukształtowała się na niskim poziomie, nie osiągając nawet 50% wartości *net-CONE*.

⁶⁷ IAS 28 – [Investments in Associates and Joint Ventures: Losses in excess of investment \(2011\)](#).

⁶⁸ IFRS 9 – [Financial Instruments \(2014\)](#).

⁶⁹ Net-CONE obliczony przez brytyjski Department of Energy & Climate Change; IEA, [Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition](#).

Wykres. Podział odbiorców opłaty mocowej wg typów jednostki w Wielkiej Brytanii



Źródło: National Grid, [Capacity Market: T-4 Auctions](#); OFGEM, [Annual Report on the Operation of the Capacity Market](#).

Głównymi wygranymi aukcji okazały się źródła już istniejące, które w pierwszych trzech aukcjach zagwarantowały sobie wg wolumenu ponad 80% wszystkich umów. Nowo wybudowane jednostki otrzymały jedynie 5,3%, 4,2% oraz 6,6% puli w latach 2014-2016. Podczas pierwszej aukcji tylko jeden obiekt z tej podgrupy o dużej mocy uzyskał finansowanie. Umowę mocową na 1,7 GW pozyskała jednostka gazowa CCGT w Trafford, z łącznie 2,6 GW przypadających na tę podgrupę dostawców. Przy kolejnych aukcjach sytuacja się zasadniczo nie poprawiła. Na ostatniej aukcji w 2016 r. nowe jednostki zakontraktowały w sumie 3,4 GW, wśród których tylko jeden blok z mocą powyżej 500 MW - blok CCGT w Carrington o mocy 880 MW⁷⁰.

Podczas 3 kolejnych lat mniej niż 30% wszystkich nowych jednostek startujących do aukcji uzyskało umowę mocową (licząc wg wolumenu). Wśród pozostałych rodzajów jednostek żadna nie zanotowała tak niskiego wyniku kolejno przez 3 lata.

Biorąc pod uwagę rezultaty aukcji w Wielkiej Brytanii nasuwa się uzasadniona obawa o możliwość finansowania z rynku mocy projektów inwestycyjnych o ponadprzeciętnie dużej mocy takich jak rozpatrywana elektrownia. Trudno *ex ante* ocenić jaką cenę uzyska Ostrołęka C z pierwszej aukcji i czy wystarczy ona do tego, aby odnotować pozytywny wynik finansowy oraz generować dodatnie przepływy pieniężne. Zdaniem autorów raportu jest to mało prawdopodobny wariant, aby tej elektrowni udało się uzyskać umowę mocową.

⁷⁰ Obliczenia własne na podstawie: National Grid, [Capacity Market: T-4 Auctions](#).

Wprowadzenie rynku mocy to fundamentalna zmiana dla polskiego KSE. Kontraktowanie mocy na 5 lat przed dostawą wymusza na dostawcach WEK jedynie najbezpieczniejsze projekty inwestycyjne. Ogranicza dozę elastyczności oczekiwanego zwrotu z inwestycji - decyzja o wyniku aukcji „dzisiaj” determinuje rentowność na wiele lat do przodu.

Z punktu widzenia akcjonariuszy mniejszościowych oraz banków i ubezpieczycieli finansujących przedsięwzięcie, wprowadzenie rynku mocy jednocześnie podnosi ryzyko podejmowania nierentownych projektów, ale i stanowi **czynnik kontrolny** zabezpieczający ich interesy przed bezwarunkowym wypełnianiem woli politycznej głównego akcjonariusza - Skarbu Państwa.

Historia planowania i realizacji rynku mocy w UK wskazuje na duże rozczarowanie, z jakim musieli zderzyć się gracze dopuszczeni do aukcji - tamtejszy kształt rozwiązania mocowego *implicite* wymuszał najbardziej efektywne cenowo przedsięwzięcia i nie premiował inwestorów z dopiero rozpoczynającymi się inwestycjami. Na tej podstawie autorzy raportu twierdzą, że Ostrołęka C choćby przez te dwa czynniki nie uzyska finansowania z rynku mocy.

E. Ryzyko regulacyjne

Istnieje obawa, że niekorzystny wynik pierwszych aukcji dla wielu największych podmiotów rynkowych, w szczególności należących do Skarbu Państwa koncernów energetycznych, wywoła presję na zmianę regulacji. Rynek mocy, analogicznie do rynku handlu certyfikatami CO₂, jest jedynie platformą zawierania kontraktów i ubezpieczenia - ma w założeniu działać na zasadach rynkowych. Zmiana reguł gry podczas jej trwania (okres pomiędzy aukcjami), będzie stanowić zachętę do skorygowania wyników niekorzystnych dla kluczowych inwestycji tzw. wielkiej czwórki z punktu widzenia właściciela. To z kolei może doprowadzić do procesów sądowych. Po tzw. ustawie antywiatrakowej i reformie ustawy o OZE z sierpnia 2017 r. to byłby kolejny przykład negatywnego nakładania się funkcji regulatora i właściciela w gospodarce.

Podmioty, które straciłyby na potencjalnie skorygowanej wersji rynku mocy⁷¹, mogłyby odwołać się do sądów powszechnych oraz arbitrażowych i zażądać rekompensaty z tytułu utraconych zysków. „Wyrównywanie boiska” dla potrzeb zaspokojenia bieżących problemów finansowych pojedynczych jednostek (w szczególności WEK) może wywołać oskarżenia o pomoc publiczną. W skrajnych przypadkach może dojść do zarzutów ingerencji w swobodę zawierania umów czy nawet wywłaszczenie (np. pozbawienie raz wygranego kontraktu mocowego).

⁷¹ Ustawodawca zobowiązuje się dokonać analizy ex-post i ewentualnej korekty lub zniesienia mechanizmu mocowego do 2024 r.

Pomoc publiczna

Z początkiem lutego 2018 r. ustawa uzyskała w KE pozytywną ocenę pod kątem pomocy publicznej – bez tej zgody nie doszłoby do wypłaty wynagrodzeń za wykonanie obowiązku mocowego⁷². Oddzielnie został poddany ocenie mechanizm premiujący energochłonne przedsiębiorstwa przemysłowe, które zyskują ulgę uzależnioną od intensywności zużycia energii elektrycznej. Odseparowanie tych dwóch ścieżek legislacyjnych jest efektem pre-notyfikacyjnych konsultacji Ministerstwa Energii z KE, zaś wymiar ulgi wzorowany jest na ustawie o OZE⁷³.

Polskie rozwiązanie zostało zbiorczo rozpatrzone z projektami z innych krajów: mechanizmem regulacji zapotrzebowania (Grecja, Francja), rezerwą strategiczną (Niemcy, Belgia) oraz mechanizmem zdolności wytwórczych (Włochy, Polska)⁷⁴. Ofensywa legislacyjna pięciu pozostałych krajów również była efektem prac nad tzw. pakietem zimowym na szczeblu unijnym. Po jego uchwaleniu rynek mocy w Polsce mógłby nie zostać pozytywnie zaopiniowany przez KE. To postępowanie notyfikacyjne trwało wyjątkowo krótko – jak wskazano w raporcie Client Earth, w przypadku Wielkiej Brytanii trwało ono ponad 19 miesięcy⁷⁵.

Wprowadzenie w tzw. pakiecie zimowym przepisu o maksymalnej emisyjności na poziomie 550 g/kWh mogłoby zablokować po 2035 r. płatności z rynku mocy dla elektrowni węglowych. Jednostki te zostałyby automatycznie wykluczone z udziału w tym mechanizmie, co wymagałoby korekty polskiej ustawy i dostosowania do unijnego, nadrzędnego ustawodawstwa. To stanowi kolejny czynnik ryzyka regulacyjnego, który podważa zasadność budowy Ostrołęki C.

Konkurencja krajowa

Podłączone po remoncie jednostki takie jak Kozienice, Opole II i Jaworzno o średnich nakładach 7 mln PLN/MW⁷⁶, które startować będą w aukcjach na dostawę mocy w 2021 i 2022 roku, mogą zmniejszyć zapotrzebowanie na możliwą do zakontraktowania moc w aukcji na 2023 rok do poziomu, który nie daje możliwości kontraktu dla kolejnej wysokokapitałowej jednostki.

Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów podczas analizy koncentracji rynku w wyniku przejęcia aktywów wytwórczych EDF Polska przez GK PGE stwierdził, że dojdzie do istotnego ograniczenia konkurencji na określonych przez siebie rynkach właściwych⁷⁷ w układzie horyzontalnym, wertykalnym i konglomeratowym⁷⁸. Dopiero planowany rynek mocy oraz jego wymiar funkcjonowania nie mogły być podczas tej decyzji uwzględnione, bo mandat Prezesa UOKiK nie sięga tak szeroko. Niemniej jednak to kolejny subrynek, na którym od samego początku będzie funkcjonować podmiot o pozycji dominującej, czyli GK PGE, o udziale

⁷² KE, SA.46100 Planned Polish capacity mechanism, 07.02.2018.

⁷³ Zapis Przebiegu Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa (nr 86), 21.11.2017; ustawa o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 poz. 478.

⁷⁴ KE, Pomoc państwa: Komisja zatwierdziła sześć mechanizmów..., 07.02.2018.

⁷⁵ Client Earth, Założenia rynku mocy w Polsce – analiza prawna i ekonomiczna, 18.11.2016.

⁷⁶ Obliczenia własne na podstawie raportów okresowych spółek Enea, GK PGE oraz Tauron. → Tabela. Zestawienie nowych inwestycji w energetyce węglowej w Polsce o mocy powyżej 900 MW, s. 41.

⁷⁷ Wytwarzania, przesyłu, dystrybucji (w tym lokalnej), obrotu energią elektryczną; obrotu certyfikatami energetycznymi, uprawnieniami do emisji CO₂.

⁷⁸ Prezes UOKiK, Decyzja nr DKK-156/2017, 04.10.2017.

w rynku wytwarzania ok. 44%⁷⁹, zaś trzech największych grup kapitałowych (również państwowych) ok. 63% (wzrost o ok. 8 p.p. r/r)⁸⁰. Dla porównania, udział trzech największych graczy na rynku wytwarzania energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii wyniósł w 2016 r. 48%, zaś ośmiu największych - 77%⁸¹.

W efekcie, jednostki wytwórcze kontrolowane przez państwowe spółki energetyczne mogą wykorzystując status cenotwórcy nadużywać pozycji dominującej i przy pomocy wspólnej „polityki cenowej” znacząco wpływać na cenę aukcji głównej. Energa i Enea jako inwestorzy elektrowni Ostrołęka C, mając wspólną JRM, muszą dokonać wspólnej decyzji deklarowanej ceny w aukcji głównej i tym samym wymienić się strategią dot. pozostałych jednostek. Siłą rzeczy dochodzi tu zatem do wymiany informacji pomiędzy podmiotami, które powinny ze sobą konkurować kosztowo - zdaniem autorów raportu taka wymiana informacji stanowić może znamiona zмовы cenowej. To kolejny przykład subrynku, gdzie relacje między konkurentami stają się coraz bardziej zaburzone przez obecność oligopolu, co podwyższa bariery wejścia dla innych przedsiębiorstw.

⁷⁹ Podmiot o pozycji dominującej posiada udział w rynku przekraczający 40%; [ustawa o ochronie konkurencji i konsumentów](#), Dz.U. 2007 Nr 50 poz. 331.

⁸⁰ Prezes UOKiK, op. cit.; Prezes URE, [Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2016 r.](#), 15.05.2017.

⁸¹ Ofgem, [Wholesale electricity generation market shares by company in 2016 \(GB\)](#), 07.2017.

NAKŁADY INWESTYCYJNE PROJEKTU A KONKLUZJE BAT/BREF

Komisja Europejska opublikowała w lipcu 2017 r. nowe wytyczne dot. najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych elektrowni konwencjonalnych, które określają maksymalne wartości parametrów emisyjnych nowych oraz istniejących jednostek⁸². Określone w dokumencie limity zostały znacząco zaostrzone w stosunku do poprzednio obowiązujących (1988 & 2001)⁸³. Ponieważ każdorazowa implementacja nowych technologii jest bardzo kosztowna, aktualizacji dokonuje się stosunkowo rzadko (13-15 lat), ale wymaga się przez to znaczących efektów w poziomie redukcji emisji. Aby zagwarantować właścicielom elektrowni stabilność prowadzenia biznesu i możliwość dostosowania biznesplanów do nowych regulacji, KE przewidziała czas na dostosowanie instalacji do sierpnia 2021 r.⁸⁴ Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej (IAS 37⁸⁵) nakazują uwzględnienie znanych spółce kosztów takiej inwestycji w raportowaniu finansowym, poprzez np. zawiązanie dodatkowej rezerwy.

Choć największym problem dla operatorów LCP są stare, nieefektywne aktywa, których modernizacja może okazać się ekonomicznie nieopłacalna, to również przy trwającej budowie nowych projektów oraz jednostek planowanych, inwestorzy muszą wziąć pod uwagę konsekwencje nowych regulacji. Problem ten dotyczy w szczególności elektrowni węglowych, które charakteryzują się najwyższą emisyjnością ze wszystkich źródeł wytwórczych⁸⁶. Instalacje o wyższej efektywności wychwytu emisji są kosztowne i wymagają wyższych nakładów CAPEX dla modernizowanej jednostki.

⁸² Komisja Europejska, *Decyzja Wykonawcza KE 2017/1442 - Konkluzje BAT* 31.07.2017; Ekoportal.gov.pl, *Konkluzje BAT*.

⁸³ EUR-Lex - 31988L0609, EUR-Lex - 32001L0080.

⁸⁴ Ekoportal.gov.pl, *Konkluzje BAT*.

⁸⁵ *International Accounting Standard 37 - Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets* (2009).

⁸⁶ IEA, *CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2017*.

Wznowienie projektu a pozwolenie zintegrowane

Pierwotnie, Pozwolenie zintegrowane zostało udzielone w marcu 2011 r. z 10-letnim terminem ważności począwszy od dnia 01.06.2016 r.⁸⁷ Inwestor w ramach reaktywacji projektu wystąpił w 2015 r. do Marszałka Województwa Mazowieckiego o aktualizację Pozwolenia zintegrowanego. Decyzją z dnia 15.10.2015 r. uściślono m.in. terminy składania raportów z emisji ścieków czy zużycia paliw, ale przede wszystkim wydano bezterminowe pozwolenie zintegrowane. Tym samym inwestor uzyskał przedłużenie prawa do emisji zanieczyszczeń. → [Ocena środowiska, s. 7](#)

Oficjalnie, zarząd Energi dnia 24.05.2016 r. uchylił swoją decyzję z września 2012 r. o wstrzymaniu budowy bloku energetycznego Ostrołęka C⁸⁸. Tydzień później (31.05.2016) wójt gminy Rzekuń przedłużył ważność decyzji środowiskowej z 07.09.2010 r. dla planowanego bloku, stwierdzając, że „nie ma [on] wpływu na środowisko”⁸⁹.

Dnia **01.07.2016 r.** inwestor zawnioskował do Marszałka Województwa Mazowieckiego o przesunięcie terminu rozpoczęcia uprawnienia do emisji z **01.06.2016 r.** na 30.09.2022 r. z powodu „przedłużającego się procesu inwestycyjnego”⁹⁰. Dnia 16.09.2016 r. **wydano jednak decyzję odmowną**, gdyż wniosek ten wpłynął po wejściu w życie Pozwolenia zintegrowanego⁹¹. Jak wskazano w uzasadnieniu, jeśli inwestor w ciągu 2 lat od daty rozpoczęcia pozwolenia na emisję nie rozpocznie działalności, udzielone mu w 2011 r. **Pozwolenie zintegrowane wygasa z dniem 01.06.2018 r.**⁹²

Jak zdefiniowano w dyrektywie IED, status istniejącej jednostki w rozumieniu konkluzji BAT/BREF przysługuje obiektom LCP, które uzyskały Pozwolenie zintegrowane przed 31.07.2017 r.⁹³ W związku z tym rozpatrywany blok teoretycznie obowiązują takie limity jak dla istniejących LCP. Jednak na skutek wydanej we wrześniu 2016 r. decyzji odmownej, elektrownia w Ostrołęce aby utrzymać nadany jej status, musi rozpocząć działalność objętą Pozwoleniem najpóźniej 01.06.2018 r. Co ważne, planowany termin oddania inwestycji do użytku to 2024 r.

Niemożliwym jest zatem zakończenie procesu inwestycyjnego i rozpoczęcie działalności do czerwca 2018 r., co stawia inwestora przed koniecznością uzyskania nowego Pozwolenia zintegrowanego. W świetle dyrektywy IED, uzyskanie kolejnego Pozwolenia zintegrowanego po wygaśnięciu obecnego, umożliwia jedynie klasyfikację jako nowa jednostka LCP (wybudowana po 2021 r.), co wymaga większych nakładów kapitałowych. → [Tabela. Przedziały maksymalnej emisyjności dla LCP wg Decyzji Wykonawczej dot. BAT, s. 33](#)

⁸⁷ Marszałek Województwa Mazowieckiego, [Pozwolenie zintegrowane](#), 21.03.2011.

⁸⁸ Energa, [Uchylenie uchwały Zarządu Energa SA z 2012 roku w sprawie wstrzymania realizacji projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce](#), 24.05.2016.

⁸⁹ Energoprojekt Warszawa, [Budowa Elektrowni Ostrołęka C - Raport o oddziaływaniu na środowisko](#), 12.2009 + aktualizacja 18.06.2010; Wójt Gminy Rzekuń, [Obwieszczenie Wójta Gminy Rzekuń o wydaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia](#), 07.09.2010, [Postanowienie - Decyzja środowiskowa](#), 31.05.2016.

⁹⁰ Marszałek Województwa Mazowieckiego, [Decyzja nr 290/15/PŚ.Z](#), 15.10.2015.

⁹¹ Marszałek Województwa Mazowieckiego, [Decyzja nr 127/16/PZ.Z](#), 16.09.2016.

⁹² [Ustawa Prawo ochrony środowiska](#), Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627, art. 193, ust. 1b oraz Wyrok WSA w Gdańsku, [II SA/Gd 38/14](#), 12.03.2014.

⁹³ Ministerstwo Środowiska, [Wyjaśnienia dotyczące Konkluzji BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania - LCP](#).

W świetle powyższej analizy, **wycena projektu i budżet inwestora mogą wymagać aktualizacji** o bardziej restrykcyjne normy emisji zanieczyszczeń.

Warto nadmienić, że ciężar administracyjny, w tym zaawansowane prace dokumentacyjne (raport środowiskowy), wykonane w latach 2008-2012 jest obok dotychczas poniesionych kosztów kapitałowych (m.in. wycinka lasu, budowa mostu) jednym z głównych czynników ponownego rozpatrywania tej lokalizacji przez inwestora.

Koszt przyszłych modernizacji dla zmieniających się konkluzji BAT/BREF

Specyfikacje techniczne projektu nowego bloku w Ostrołęce przewidują 30 lat działania bloku, zaś jego horyzont inwestycyjny to zaledwie 19 lat⁹⁴. Mimo to, inwestor musi uwzględnić nie tylko dzisiejsze koszty dostosowania technologii, ale i oszacować oraz umocować w biznesplanie szacowane koszty kolejnych wersji dyrektywy IED. Co oczywiste, jednostka ta będzie musiała przejść przez kosztowne modernizacje po opublikowaniu kolejnych dyrektyw IED⁹⁵. Polityka klimatyczna UE kładzie coraz większy nacisk na koszty środowiskowe wytwarzania energii - kolejnych aktualizacji konkluzji BAT/BREF można się spodziewać w latach 2030-2033, biorąc pod uwagę dotychczasową częstotliwość aktualizacji co 13-15 lat.

Przyjmując 2024 r. jako początkowy, już w 7-10. roku działalności wejdzie w życie kolejna aktualizacja dyrektywy IED nakazująca zastosowanie najlepszych dostępnych technik. Inwestor będzie musiał zatem ponieść koszty dostosowania instalacji środowiskowych zarówno w trakcie budowy nowego bloku, jak i po ok. 1/3 jego cyklu operacyjnego.

Każda kolejna aktualizacja dyrektywy IED wiąże się ze znacznymi kosztami dla sektora wytwarzania energii elektrycznej. Według szacunków DNV GL, koszt związany z dostosowaniem polskiej energetyki do najnowszych konkluzji szacowany jest na 18,4 mld PLN, co przekłada się na średni koszt 156 mln PLN dla typowej jednostki o mocy 200 MW⁹⁶.

Analiza porównawcza kosztów

Poniższa tabela przedstawia wartości emisji SO₂, NO_x i pyłu, jakie musi spełnić planowany blok Ostrołęka C lub inny blok na węgiel kamienny, aby pracować zgodnie z obowiązującymi normami. Wartość bezwzględna z nominalnej redukcji emisji jest miarą postępu w dziedzinie redukcji kosztów środowiskowych, ale i podstawą do ponoszonych kosztów. Im bardziej restrykcyjna norma, a więc i większa

⁹⁴ NIK, Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej, Informacja o wynikach kontroli, Zapewnienie mocy wytwórczych w elektroenergetyce konwencjonalnej, Podmiot Kontrolowany: Energa SA, 14.04.2015.

⁹⁵ EUR-Lex - 32010L0075.

⁹⁶ Obliczenia własne na podstawie: DNV GL, Report on Hard Coal/Lignite Fired Power Plants in EU28, 16.06.2017.

redukcja emisji w stosunku do aktualnego stanu (istniejące LCP: emisji bieżącej, nowe LCP: emisji planowanej), tym wyższe koszty jej implementacji.

Tabela. Przedziały maksymalnej emisyjności dla LCP wg Decyzji Wykonawczej dot. BAT

Rodzaj emisji	Maksymalna emisyjność (mg/Nm ³)				
	od 2001 r.	od 2016 r.	wg raportu Energoprojekt Warszawa ²⁰⁰⁹	od 2021 r. – LCP istniejące	od 2021 r. – LCP nowe
SO ₂	400	200	200	130	75
NO _x	500	200	200	150	85
Pył	50	30	30	8	5

Źródło: Energoprojekt Warszawa, [Budowa Elektrowni Ostrołęka C – Raport o oddziaływaniu na środowisko](#), 12.2009 + aktualizacja 18.06.2010.; Komisja Europejska, [Decyzja Wykonawcza KE 2017/1442 – Konkluzje BAT](#), 31.07.2017; Ekoportal.gov.pl, [Konkluzje BAT](#).

Źródłem danych, na których został oparty model jest raport DNV GL dot. kosztów dostosowania jednostek na węgiel kamienny i brunatny w Europie do nowych konkluzji BAT/BREF⁹⁷.

Analiza jest oparta o stosunek uśrednionych jednostkowych nakładów CAPEX wymaganych do jednostkowej redukcji emisji SO₂, NO_x i pyłu w elektrowniach na węgiel kamienny⁹⁸. Dwa modele wyceny oparte są o **stosunek nominalnej redukcji emisji do ponoszonych kosztów** z zależnością:

(1) liniową, opartą o średnią ważoną względem trzech nowych polskich elektrowni (N=3),

(2) nieliniową, opartą o wykładniczą zależność tych wartości, wśród elektrowni istniejących oraz nowych, o mocy powyżej 80 MW z Europy Środkowej i Środkowo-Wschodniej (N=129)⁹⁹.

Na podstawie powyższej tabeli przyjmujemy dwa warianty definicji LCP dla nowego bloku w Ostrołęce. W wariantach:

(A) pozytywnym - inwestycja z pozwoleniem zintegrowanym z 2010 r. traktowana jest jako istniejąca (obecny wariant),

(B) negatywnym - inwestycja traktowana jest jako nowa, co wymaga uzyskania nowego pozwolenia zintegrowanego oraz spełnienie bardziej restrykcyjnych limitów emisji.

⁹⁷ DNV GL, [Report on Hard Coal/Lignite Fired Power Plants in EU28](#), 16.06.2017.

⁹⁸ Przyjmuje się wskaźnik J = CAPEX/moc elektrowni/nominalna redukcja emisji [tys. EUR/MW/(mg/Nm³)]

⁹⁹ (1) Opole II, Kozienice blok nr 11, Jaworzno III blok 910. (2) Bułgaria (6), Chorwacja (3), Czechy (15), Niemcy (43), Polska (53), Rumunia (6), Słowacja (1), Słowenia (2).

Tabela. Koszty instalacji BAT/BREF dla bloku o mocy 1000 MW (mln PLN)

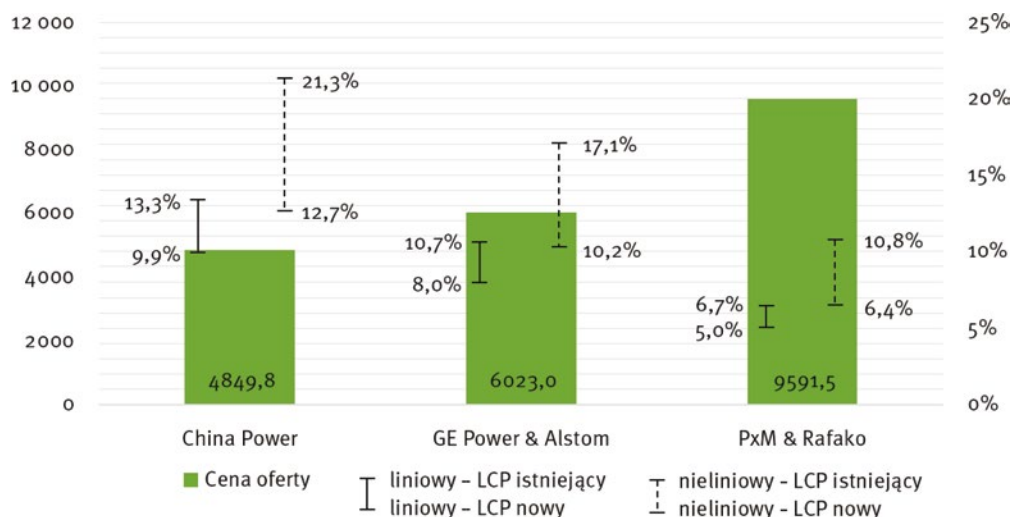
Założenia modelu	LCP istniejący (A)	LCP nowy (B)
liniowy (1)	614,7	1032,9
nieliniowy (2)	480,0	643,3

Źródło: Obliczenia własne na podstawie DNV GL, [Report on Hard Coal/Lignite Fired Power Plants in EU28](#), 16.06.2017. Przyjęto kurs na poziomie 4,20 EUR/PLN.

Przyjęcie prostszego, liniowego modelu skutkuje uzyskaniem wyższego wyniku niż w analizie przeprowadzonej na podstawie wykładniczej zależności opartej o wielokrotnie większą grupę badanych podmiotów. W najbardziej pozytywnym dla inwestora wariancie, koszty instalacji nie przekraczają 500 mln PLN, w najbardziej niekorzystnym wynoszą ponad 1 mld PLN. Z wywiadów przeprowadzonych z ekspertami w dziedzinie implementacji technologii BAT dla LCP, wynika przedział wartości 500–600 mln PLN - w zależności od daty wydania pozwolenia zintegrowanego, czyli klasyfikacji jednostki.

Kluczowa przy szacowaniu kosztów budowy jest możliwość współdzielenia instalacji odsiarczania, (SO₂), która w przeciwieństwie do instalacji odazotowywania (NO_x) i odpylania spalin musi być w przypadku elektrowni w Ostrołęce wybudowana wyłącznie dla nowego bloku. Udział kosztów poniesionych na jej budowę może wynosić od 40 do 52% ogólnych nakładów na ten cel.

Wykres. Udział kosztów instalacji BAT/BREF (prawa oś) w nakładach kapitałowych na budowę nowego bloku (lewa oś – mln PLN)



Źródło: Obliczenia własne na podstawie: DNV GL, [Report on Hard Coal/Lignite Fired Power Plants in EU28](#), 16.06.2017; Elektrownia Ostrołęka, [Informacja z otwarcia ofert](#), 28.12.2017.

Istnieje uzasadniona obawa, że aktualne założenia finansowe „nowego-starego” projektu Ostrołęka C opierają się na wykorzystaniu technologii, która przewiduje wyższą emisyjność niż ta ujęta w najnowszych konkluzjach BAT/BREF. Technologie wychwyty emisji o wyższych sprawnościach są droższe - wg naszych obliczeń ich koszt może w przypadku elektrowni Ostrołęka C stanowić 5,0% do 21,3% wartości oferty złożonej przez stojące do przetargu konsorcja. Na tej podstawie można przypuszczać, że budżet przeznaczony na budowę nowego bloku (4803 mln PLN - nieznacznie mniej niż najtańsza oferta) jest niedoszacowany.

Koszty uprawnień do emisji

Jedną z przesłanek do zaprzestania prac nad projektem Ostrołęka C w 2012 r. były prognozy rosnących kosztów uprawnień do emisji CO₂. Jeszcze w lipcu 2016 r. Ministerstwo Energii koszty emisji szacowało na 90 PLN/tCO₂¹⁰⁰, co przy rocznej emisji na poziomie 4,5-5 mln ton CO₂ ma stanowić **405-450 mln PLN** rocznie¹⁰¹.

Ze względu na niskie ceny EUA, wynikające z nadpodaży pozwoleń Komisja Europejska przedstawiła w lipcu 2015 r. propozycje zmian w systemie ETS, które mają doprowadzić do spełnienia unijnych celów redukcji emisji CO₂ w 2030 r.¹⁰² Rada Europejska podczas trilogu zatwierdziła z końcem listopada 2017 r. wstępne porozumienie tej reformy, która zakłada m.in. zwiększenie od 2021 r. tempa redukcji dostępnych uprawnień z obecnych 1,74% do 2,2% rocznie¹⁰³. Ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrosną w latach 2021-2030 (początek pracy bloku - 2024 r.), co przełoży się na dodatkowy koszt zmienny pracy elektrowni. Jak wskazano ([→ Missing money - problem niedostatecznych dochodów, s. 15](#)) ceny mogą wynieść od 33 do 35 EUR/tCO₂ w 2030 r. Oznacza to że roczny koszt certyfikatów może wynosić ok. **625-735 mln PLN**, czyli ok. 58-67% więcej niż zakładano w lipcu 2016 r.¹⁰⁴

¹⁰⁰ Przyjęto kurs na poziomie 4,40 EUR/PLN.

¹⁰¹ Minister Energii, [Odpowiedź na interpelację nr 4510 w sprawie el. Ostrołęka C](#), 29.07.2016

¹⁰² Rada UE, [Reforma systemu handlu uprawnieniami do emisji, Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030](#), 23-24.10.2014.

¹⁰³ Rada UE, [Reforma handlu emisjami: Rada zatwierdza porozumienie z Parlamentem](#), 22.11.2017.

¹⁰⁴ Przyjęto kurs na poziomie 4,20 EUR/PLN.

Jak utrzymuje spółka, „realizacja inwestycji o takiej skali jak projekt Ostrołęka C, będzie w części finansowana ze środków wypracowanych w Grupie ENERGA” – oznacza to zaangażowanie obok drugiego inwestora, spółki Enea, innych źródeł dłużnego finansowania¹⁰⁵.

Emisja euroobligacji

Energa jako lider konsorcjum inwestycyjnego dokonał w 2013 i 2017 r. serii emisji obligacji krajowych i zagranicznych, które mają finansować m.in. inwestycję w nowy blok w Ostrołęce. Emisja obligacji poprzez spółkę zależną Energa Finance AB na giełdzie w Luksemburgu oficjalnie miała być jedynie źródłem finansowania dla inwestycji w nowe elektrownie wodne, sektor dystrybucji i na inne cele ogólne. Łączne zapotrzebowanie na nowy kapitał na lata 2016-2025 jest szacowane przez emitenta na poziomie 20,6 mld PLN, z czego 2,4 mld PLN z pozyskiwanego kapitału przewidywane jest na niesprecyzowane cele. Względem inwestorów zagranicznych, spółka do czasu otworzenia ofert przetargowych utrzymywała, że nakłady CAPEX wymagane do realizacji (w udziale 50% z Eneą) Ostrołęki C to 5,5-6 mld PLN brutto¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Energa, Odpowiedzi na pytania złożone podczas obrad Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia w dniu 26 czerwca 2017 roku., 07.07.2017.

¹⁰⁶ Energa Finance AB (publ), EMTN Programme Base Prospectus, 16.02.2017.

Tabela. Program emisji euroobligacji średnioterminowych EMTN przez spółkę Energa Finance AB

ISIN	Kwota emisji (mln EUR)	Data emisji	Data wykupu	Kupon	Yield	Rating	
						Fitch	Moody
XS0906117980	500	19.03.2013	18.03.2020	3,250%	3,298%	BBB ^{07.10.2014}	Baa1 ^{08.03.2017}
XS1575640054	300	07.03.2017	07.03.2027	2,125%	2,250%	BBB ^{01.03.2017}	Baa1 ^{02.03.2017}

Źródło: Energa SA, [Euroobligacje](#); Energa Finance AB, Final terms (Pricing Supplement) 1 & 2; EMTN – Euro Medium Term Notes.

Zdaniem autorów raportu celowo nie wymienia się tutaj skażonych aktywów węglowych¹⁰⁷. Koszt pozyskania kapitału (czyli obiecwana inwestorom stopa zwrotu) byłby wyższy, gdyby emitent pisał wprost, że pozyskane przez spółkę-córkę do tej pory 800 mln EUR przeznaczane jest nie tylko na inwestycje w sieć dystrybucyjną, ale i nowe elektrownie na węgiel kamienny. Ponad 90% emisji znalazło zainteresowanie wśród inwestorów instytucjonalnych z Niemiec, Francji i Wielkiej Brytanii, w tym renomowanych banków i ubezpieczycieli notowanych na giełdach we Frankfurcie, Paryżu, Amsterdamie czy Londynie¹⁰⁸. Banki i ubezpieczyciele pod wpływem nacisku organizacji ekologicznych zobowiązują się regularnie do wycofywania się z bieżącego zaangażowania i niepodejmowania się nowych inwestycji w aktywa węglowe oraz całe grupy kapitałowe zorganizowane dookoła tego segmentu¹⁰⁹.

Jak zakłada ustanowiony w 2012 r. program – spółka Energa Finance AB może wyemitować jeszcze obligacje na kwotę 200 mln EUR¹¹⁰.

W przypadku Energi, finansowanie dłużne na rozwój działalności operacyjnej w segmencie Sprzedaży i Dystrybucji jest m.in. zapewniane przez zagraniczne instytucje finansowe, które nie mają wątpliwości co do zasadności budowy linii wysokiego napięcia. W przeciwieństwie do akcjonariuszy (przeważnie krajowych) ponoszą oni stosunkowo niskie ryzyko i mają pierwszeństwo do odzyskania wierzytelności, w przypadku upadłości spółki.

W strukturze akcjonariatu przeważają obok Skarbu Państwa (51,5% akcji) jednak podmioty krajowe (w tym OFE – 8,8%¹¹¹), na których może spocząć ciężar systemowo (ekonomicznie i politycznie) istotnej inwestycji. To ich kosztem spółka może reinwestować zyski w budowę nowych mocy wytwórczych i tym samym ograniczać lub nawet zaprzestać wypłaty dywidendy. W przypadku przekroczenia kowenantów (wskaźnika dług netto/EBITDA) banki finansujące inwestycję mogą pozbawić akcjonariuszy prawa do dywidendy, co nie jest w historii energetycznych inwestycji infrastrukturalnych w Polsce odosobnionym przypadkiem¹¹².

¹⁰⁷ Rainforest Action Network, Oil Change International, BankTrack, Sierra Club, [Fossil Fuel Finance Report Card 2017](#), 21.06.2017.

¹⁰⁸ Energa Finance AB(publ), [Strong interest in Energa's Euronotes](#), 01.03.2017.

¹⁰⁹ Rainforest Action Network et al., op. cit.; Banktrack, [AXA Sets Milestone for Fossil Fuel Divestment](#), 12.02.2017.

¹¹⁰ Energa Finance AB (publ), [EMTN Programme Base Prospectus](#), 16.02.2017.

¹¹¹ Obliczenia własne na podstawie [Stooq.pl](#), 13.01.2018. W przypadku współinwestora Enei to odpowiednio 51,5% oraz 18,8%

¹¹² DI BRE, [PKN Orlen](#), 18.11.2009.

Polityka maskowania celów inwestycyjnych przez emitenta jest niespójna z najwyższymi standardami ładu korporacyjnego¹¹³. Nie komunikuje on transparentnie przedmiotu emisji obligacji, co jednocześnie jest w pełni akceptowane przez obligatariuszy. Ujawnienie schematu finansowania zmusiłoby inwestorów do wycofania się pod presją swoich polityk dezinvestycyjnych i nacisku społecznego¹¹⁴.

Nadmienić należy, że emisja euroobligacji na giełdzie w Luksemburgu poprzez spółkę celową zarejestrowaną w Szwecji jest określana mianem agresywnej optymalizacji podatkowej¹¹⁵. Metoda ta charakteryzująca przeważnie stosunkowo młode przedsiębiorstwa notowane na GPW, stała się w ciągu ostatnich 5-7 lat popularna również wśród państwowych koncernów infrastrukturalnych, *de facto* okradających swojego właściciela¹¹⁶. Na jej skutek Skarb Państwa, jednocześnie właściciel emitenta, odnotował ubytek dochodów podatkowych z tytułu niepo-
branego podatku u źródła o wartości setek milionów złotych.

Tabela. Program emisji obligacji hybrydowych na rzecz Europejskiego Banku Inwestycyjnego przez spółkę Energa SA

Nr transzy	Kwota emisji	Data emisji	Data wykupu	Zdefiniowany pierwszy okres finansowania	Rating Fitch
1	125 mln EUR	12.09.2017	12.09.2033	6 lat	BB+ ^{13.09.2017}
2	125 mln EUR	12.09.2017	12.09.2037	10 lat	

Źródło: Raport bieżący nr 36/2017, 04.09.2017; EBI, 1 mld euro wsparcia EBI dla polskiej energetyki i nauki, 06.09.2017; Fitch Ratings, *Fitch Rates Energa's Hybrid Bonds 'BB+'*, 13.09.2017.

Kolejnym zagranicznym źródłem finansowania inwestycji dla Grupy Kapitałowej Energa są obligacje hybrydowe emitowane na rzecz EBI. Jako część tzw. planu Junckera mają współfinansować budowę i modernizację sieci dystrybucyjnej 110 kV, co ma poprawić bezpieczeństwo dostaw przy jednoczesnym ograniczeniu strat sieci i poprawie jakości obsługi. Gdyby EBI stosował jednak te same standardy polityki inwestycyjnej wycofywania swojego zaangażowania w grupy

¹¹³ Celik, S., G. Demirtaş, M. Isaksson, *Corporate Bonds, Bondholders and Corporate Governance*, OECD Corporate Governance Working Papers, No. 16, OECD Publishing, Paris 2015.

¹¹⁴ Patrz deklaracje poczynione np. przez AXA Group (*AXA Group policy on coal mining and coal-based energy*, 06.2015 oraz *AXA accelerates its commitment to fight climate change*, 12.12.2017) lub Deutsche Bank (*Amended guidelines for coal financing*, 31.01.2017).

¹¹⁵ OECD, *Preventing the Granting of Treaty Benefits in Inappropriate Circumstances, Action 6 - 2015 Final Report*, OECD Publishing, Paris 2015.

¹¹⁶ Stawka podatku u źródła (WHT) obowiązująca przy płatnościach odsetek pomiędzy Polską a Luksemburgiem wynosi 5%, zaś Polska a Szwecją i Szwecją a Luksemburgiem - 0%. Emitujący obligacje w Luksemburgu szwedzki podmiot należący do polskiej spółki, jest zwolniony dwukrotnie z WHT. Płatność odsetek obligatariuszom w Luksemburgu przez spółkę-córkę w Szwecji nie jest obciążona WHT (*DTT SE - LU*), tak samo jak jej przekazanie przez spółkę-córkę spółce-matce w formie pożyczki (*DTT SE - PL*). Obniża to zatem efektywne opodatkowanie emisji i tym samym koszt kapitału oraz uwalnia emitenta od obowiązków administracyjnych związanych z wystawieniem certyfikatu rezydenta.

Ministerstwo Finansów jednak z końcem 2017 r. dokonało korekty tej luki w prawie podatkowym (*Obwieszczenie MSZ 20.11.2017 r. o sprostowaniu błędów*) uściślając definicję rezydenta i rzeczywistego beneficjenta. W efekcie, struktura optymalizacyjna może okazać się zbędna przy kolejnych ewentualnych emisjach euroobligacji poza Polską.

kapitałowe wytwarzające energię z węgla, a nie tylko selektywnie podchodził do poszczególnych inwestycji, to Energa nie pozyskałaby dodatkowych 250 mln EUR, czyli 1064,5 mln PLN¹¹⁷. W takim wypadku spółka musiałaby pozyskać te środki na krajowym rynku dłużnym i kapitałowym, gdzie inwestorzy mają niższe wymagania i z opóźnieniem wdrażają zachodnioeuropejskie standardy odpowiedzialnego inwestowania¹¹⁸.

Co więcej, konstrukcja obligacji hybrydowych pozwala na elastyczne korzystanie z finansowania dłużnego, które w tym wypadku jest w 50% uznawane w modelach agencji ratingowych jako kapitał własny¹¹⁹. Pomaga to utrzymywać stabilny poziom wskaźnika dług netto/EBITDA na poziomie 2,3x^{17Q3} i tym samym umożliwić wykorzystanie pozostałych możliwości zadłużenia się (kovenant: 3,0x) na inwestycje w segmencie Wytwarzanie¹²⁰.

W efekcie, krajowy rynek finansowy pozostawia możliwości finansowania inwestycji w aktywa węglowe i choć wiąże się z wyższym kosztem kapitału, to pozwala na elastyczne podejście do dywersyfikacji źródeł finansowania.

Umowa inwestorska z Polską Grupą Górniczą

PGG, która powstała w wyniku przekształcenia Kompanii Węglowej, podpisała w kwietniu 2016 r. umowę dokapitalizowania przez nowych udziałowców: Energa Kogeneracja (500 mln PLN), PGE GiEK (500 mln PLN), PGNiG TERMIKA (500 mln PLN), Węgllokoks (217 mln PLN¹²¹), Towarzystwo Finansowe Silesia (400 mln PLN), Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw FIZAN (300 mln PLN)¹²². Inwestorzy zrealizowali deklaracje i w trzech transzach dokapitalizowali PGG na finalną kwotę 2417 mln zł. Udział Energi w PGG wynosi 17,14% w kapitale zakładowym spółki¹²³.

Obok inwestorów branżowych, sygnatariuszami Porozumienia byli obligatariusze Kompanii Węglowej - Alior Bank, BGK, BGŻ BNP Paribas, PKO Bank Polski, Bank Zachodni WBK oraz 13 organizacji związkowych Kompanii Węglowej. Z zaangażowanie banków w PGG wyniosło 615,5 mln PLN.

Konsolidacja wertykalna sektora górnictwa węgla kamiennego oraz energetyki konwencjonalnej inicjowana przez Skarb Państwa wpisuje się w trend łączenia skażonych aktywów i ma na celu omijanie przepisów o pomocy publicznej. Straty PGG wynikające z nierentownego¹²⁴ segmentu wydobywania surowca są pokrywane dzięki regularnym transzom finansowania z: (1) rozwojowych segmentów sprzedaży i dystrybucji energii oraz (2) wytwarzania. W drugim przypadku stabilność dostaw surowca i formuła kontraktów cenowych pozwalają na utrzymanie rentowności i pozycji na rynku.

¹¹⁷ Szacowane nakłady kwalifikowane w latach 2017-2019 na ten cel to około 814 mln EUR.

¹¹⁸ Z prawie 1900 sygnatariuszy inicjatywy wspieranej przez ONZ, [Principles for Responsible Investment](#) zaledwie ośmiu jest z Europy Środkowo-Wschodniej, a tylko jeden z Polski.

¹¹⁹ Ustawa z dnia 15 stycznia 2015 r. o obligacjach, Dz.U. 2015 poz. 238.

¹²⁰ Energa, [Prezentacja wyników Grupy ENERGA za I półrocze 2017](#), 09.08.2017.

¹²¹ 717 mln PLN - razem z wcześniej poniesionymi nakładami w wysokości 500 mln PLN.

¹²² Energa, [Energa podpisała umowę inwestycyjną z PGG](#), 28.04.2017.

¹²³ Energa, [Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe Grupy Kapitałowej ENERGA za 2016 rok](#), 15.03.2017.

¹²⁴ PGG, [Sprawozdanie finansowe za 2016 r.](#), 19.07.2017.

To z kolei stanowi niedoceniany czynnik makroekonomiczny - w krótkim terminie niestabilność dostaw prądu oraz wyższe ceny na giełdzie energii to czynnik ryzyka dla końcowych odbiorców energii oraz ciężar na rentowności przedsiębiorstw, a w konsekwencji dochodach podatkowych. Podobną funkcję ochronną dla przedsiębiorstw węglowo-energetycznych pełnią od lat samorządy w Nadrenii Północnej-Westfalii, które są w posiadaniu ok. ¼ akcji niemieckiego koncernu RWE¹²⁵.

Umowa handlowa z Polską Grupą Górniczą

W celu zapewnienia stabilnego źródła dostaw paliwa do obiektu spółka celowa Elektrownia Ostrołęka podpisała umowę opartą o parametry ryzyka handlowego inwestora¹²⁶. Podpisany w 2016 r. kontrakt na dostawę wolumenu bazowego w wysokości ok. 2 mln ton węgla rocznie oparty jest o formułę cenową uzależnioną od rentowności nowego bloku. Jak podaje Energa, cena dostawy została powiązana z rentownością inwestycji, aby zapewnić optymalizację ekonomiczną.

Kolejnym elementem partycypowania PGG w ryzyku projektu jest mechanizm „podziału między strony przyszłych korzyści płynących z rynku mocy” oraz uwzględnienie przydziału bezpłatnych certyfikatów ETS, mimo że spółka nie zakłada przydziału darmowych pozwoleń do emisji dla tego projektu¹²⁷. Ponadto, interesy inwestora są zabezpieczone przed kosztami związanymi z niezrealizowaniem kontraktu poprzez formułę opt-out, która precyzuje, że umowa wchodzi w życie dopiero po (1) wydaniu polecenia rozpoczęcia prac generalnemu wykonawcy oraz (2) zdobyciu finansowania z rynku kapitałowego i zdobyciu pierwszego kontraktu mocowego.

To bardzo korzystne z punktu widzenia Energi i Enei rozwiązanie - jest ono dla nich wręcz luźnym zobowiązaniem, które nawet jeśli wejdzie w życie, to będzie przede wszystkim gwarantowało dużo elastyczności i utrzymywało rentowność projektu na zakładanym przez inwestorów poziomie. Co ważne, PGG ma nie być jedynym dostawcą węgla do nowego bloku, spółka celowa może nadal korzystać z dostaw uzupełniających oferowanych przez konkurentów PGG.

¹²⁵ Patrz: [Verband der kommunalen RWE-Aktionäre GmbH; Handelsblatt, Warum die Stadt Bochum ihre Aktien verkauft](#), 13.06.2017.

¹²⁶ Energa, [Podpisanie umowy wieloletniej na dostawę węgla z PGG](#), 02.12.2016.

¹²⁷ [SII.org.pl, Czat inwestorski: Energa - wyniki finansowe i operacyjne w górę po 9 miesiącach 2017 r.](#), 06.12.2017.

STUDIUM PRZYPADKU: OPOLE II & KOZIENICE

5

Tabela. Zestawienie nowych inwestycji w energetyce węglowej w Polsce o mocy powyżej 900 MW

	Opole II [▲]	Kozienice	Jaworzno	Ostrołęka C
Inwestor	PGE	Enea	Tauron	Energa & Enea
Moc znamionowa (MWe)	2 × 900	1075	910	1000
Planowany koszt inwestycji (mld PLN brutto) data ogłoszenia	11,56 ^{15.02.2012}	6,4 ^{21.09.2012}	5,41 ^{17.04.2014}	5,5 ^{01.07.2016} *5,5 ^{29.07.2016} 5,5–6 ^{16.02.2017} 6 ^{13.09.2017} 4,8 ^{28.12.2017} 7 ^{26.10.2017}
Końcowy koszt inwestycji (mld PLN brutto)	13,53 ^{07.03.2017}	7,3 ^{29.12.2017}	5,5 ^{28.02.2017}	n/a
Procentowy wzrost budżetu inwestycji	17,0%	14,1%	1,6%	n/a
Wykonawca – konsorcjum	Rafako (Alstom) & Polimex-Mostostal & Mostostal Warszawa	Hitachi Power Europe & Polimex-Mostostal	Rafako & Mostostal-Warszawa	n/a
Postęp prac data ogłoszenia	88% ^{07.11.2017}	100% (blok ukończony)	50% ^{07.12.2017}	n/a
Planowana data ukończenia inwestycji	#5 – 03.07.2018 #6 – 31.03.2019	21.07.2017	01.03.2019	2024 podłączenie do KSE
Zaktualizowana data ukończenia inwestycji	#5 – 31.05.2019 #6 – 30.09.2019**	19.12.2017	01.11.2019	n/a
Czas budowy inwestycji (zaktualizowany) (# miesięcy)	#5 – 54 (59) #6 – 62 (68)	58 (63)	59 (67)	~60
Źródła	1 2 3 4 5	6 7 8	9 10 11 12 13	14 15 16 17 18

Źródło: Informacje prasowe i relacje inwestorskie (raporty bieżące i okresowe) GK PGE, Enea, Tauron, Energa, Rafako, PxM, Hitachi Power Europe; strony internetowe spółek wytwórczych oraz analizy DM mBank; obliczenia własne

▲ # – nr bloku

* kwota netto → 5,5 × 1,23 ~ (6,77 mld PLN)

** brak ostatecznej decyzji inwestora dot. zmiany terminu

Opole II

Ostrołęka C nie jest pierwszą tej skali inwestycją w źródło wytwarzania z węgla kamiennego po 1989 r. Historia inwestycji w Opolu sięga jeszcze czasów początku budowy bloków 1-4 w latach 90. Zakładano wtedy budowę elektrowni składającej się z 6 bloków, po 360 MW każdy (łącznie 2160 MW)¹²⁸. Ostatecznie w latach 1993-1997 powstały tylko 4 bloki o łącznej mocy 1490 MW – do projektu budowy kolejnych bloków (Opole II) powrócono dopiero po przekształceniu BOT w PGE (2006) i wprowadzeniu jej na GPW (2009)¹²⁹.

Projekt zyskał miano największej inwestycji przemysłowej III RP, niemniej jednak jego realizacja spotkała się z wieloma problemami natury ekonomicznej i politycznej¹³⁰. Ówczesny prezes GK PGE Krzysztof Kilian w kwietniu 2013 r. podjął decyzję, że koncern nie podejmie się tego przedsięwzięcia – jako powód rezygnacji podano „zmiany na rynku energetycznym oraz w otoczeniu makroekonomicznym, które ograniczyły efektywność ekonomiczną tej inwestycji dla PGE”. Kontynuowanie projektu Opole II w ocenie ówczesnego zarządu mogłoby nie przynieść „wzrostu wartości dla akcjonariuszy”¹³¹.

Z punktu widzenia nauki o ładzie korporacyjnym, był to wzorcowy wręcz przykład przeciwstawiania się zarządu zjawisku *empire building*¹³². W domenie publicznej dominowały jednak negatywne głosy dot. braku decyzyjności zarządu i konflikcie pomiędzy kadrą managerską a wieloletnimi pracownikami, czy niespójnym stanowisku Ministerstwa Skarbu Państwa i Ministerstwa Gospodarki.

W wyniku interwencji politycznej bezpośrednio ze strony premiera RP Donalda Tuska doszło do zmiany prezesa zarządu spółki i rekalkulacji projektu. Inwestor podpisał list intencyjny z Kompanią Węglową (dziś PGG) na długoterminowe dostawy węgla do planowanej elektrowni¹³³. Umowa zawarta w 2013 r. na lata 2018-2038 oparta została o rynkową średnią cenę surowca, prądu oraz certyfikatów ETS. To był jeden z szeregu strategicznych kroków wpisujących się w „urentownienie” tej inwestycji. Ryzyko i koszty przerzucono jednak na innych partnerów rynkowych; rozważano zaangażowanie również Polskich Inwestycji Rozwojowych w finansowanie projektu¹³⁴.

Inicjatywy te kierowane m.in. przez ówczesnego ministra skarbu Mikołaja Budzanowskiego zakończyły się realizacją projektu. W bieżących komentarzach analityków giełdowych przewijały się przede wszystkim negatywne opinie nt. projektu, a w dniach ogłaszania informacji wskazujących na realizację projektu, kurs akcji zazwyczaj spadał¹³⁵. Realizacja projektu również nie odbyła się bez turbulencji – Rafako jako jeden z trzech konsorcjantów zmuszony był po półtora roku prac odsprzedać swoją część kontraktu na rzecz Grupy Alstom, która tym samym uzyskała przegrany wcześniej w przetargu kontrakt i osiągnęła prawie 50% udziału w konsorcjum¹³⁶.

¹²⁸ PGE GiEK, *Elektrownia Opole - Historia oddziału*.

¹²⁹ PGE, *Pierwsza oferta publiczna*, 11.2009.

¹³⁰ Rzeczpospolita, „Największa inwestycja przemysłowa po 1989 r.”, 15.02.2014.

¹³¹ PGE, *Zamknięcie projektu inwestycyjnego Opole II*, 05.04.2013.

¹³² J. Tirole, *Corporate Governance*, *Econometrica*, Vol. 69, No. 1 (January, 2001), 1-35.

¹³³ PGE, *List intencyjny w sprawie elektrowni Opole*, 27.06.2013, *Zawarcie umowy znaczącej na dostawy węgla dla Zadania Inwestycyjnego Opole II*, 13.08.2013.

¹³⁴ Sejm.gov.pl, *Pełny zapis przebiegu posiedzenia Komisji Skarbu Państwa (nr 86)*, 10.10.2013.

¹³⁵ WysokieNapiecie.pl, *120 dni dla Opola*, 14.08.2013.

¹³⁶ Rafako, *Zawarcie porozumienia dotyczącego projektu Opole*, 26.10.2013.

Kozienice

Po debiucie giełdowym w 2008 r. Enea uzyskała zaplecze finansowe do budowy nowego bloku, dzięki czemu etap przetargów oraz początek realizacji inwestycji przebiegał bezproblemowo. Niestety, pomimo sprzyjającego otoczenia dookoła realizacji projektu, konsorcjum Hitachi Power Europe i Polimex-Mostostal budujący obiekt nie było go w stanie zrealizować w ramach zakontraktowanego terminu.

W grudniu 2016 r. strony doszły do porozumienia przedłużającego oddanie obiektu do użytku o 12 miesięcy od momentu zawarcia ugody¹³⁷. Co ważne, Enea odstąpiła od naliczania kar umownych dla konsorcjum Hitachi i Polimex-Mostostal, mimo iż termin oddania obiektu do użytku przesunięty został o pół roku¹³⁸. Polski uczestnik konsorcjum (Polimex-Mostostal) już w połowie 2016 r. odnotował stratę na projekcie realizowanym w Kozienicach¹³⁹.

Zdaniem autorów raportu, takie nierynkowe zachowania inwestorów (odstępstwa od umowy, nienaliczanie kar umownych) mogą stanowić niebezpieczny precedens dla akcjonariuszy firm energetycznych. To kolejny przykład zaawansowanych procesów inwestycyjnych dokonywanych przez państwowe koncerny, gdzie rynkowe stosunki są zasadniczo zaburzone. W efekcie, realizacja interesów kluczowych dla gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego państwa jest zagrożona, na czym cierpi również rentowność sektora energetycznego i budowlanego.

Polimex-Mostostal jako generalny wykonawca

W ramach pionowej integracji sektora elektroenergetycznego w Polsce, państwowe koncerny energetyczne zwiększyły w ciągu ostatnich lat zaangażowanie kapitałowe nie tylko w spółki zajmujące się wydobywaniem (dokapitalizowanie PGG, renowacja kopalni Bogdanka), ale i generalnego wykonawcę - Polimex-Mostostal (PxM)¹⁴⁰. Umożliwia to zarządom koncernów energetycznych kreatywne kształtowanie własnego wyniku finansowego kosztem podporządkowanych podmiotów.

W tę strategiczną decyzję wpisanych jest wiele nierynkowych zjawisk, jak np. podpisywanie kontraktów na dostawę węgla opartych o elementy ryzyka handlowego i surowcowego klienta (umowa PGE z KW z 2013 r.)¹⁴¹. W przypadku PxM przywilej bycia zwolnionym z kar umownych za opóźnienia w realizacji kontraktów odbywa się kosztem rentowności jego klienta, który płaci *de facto* za dokapitalizowanie swojego wykonawcy. W takiej sytuacji na zasadach rynkowych, żaden inny inwestor branżowy nie zapewniłby takiego wsparcia. Mimo to, w interesie np. Energi jest utrzymanie u swojego wykonawcy rentowności projektu, nawet

¹³⁷ Enea, Raport bieżący nr 45/2016, 23.12.2016.

¹³⁸ Rynekinfrastruktury.pl, Polimex-Mostostal nie będzie kar finansowych za el. Kozienice (Parkiet), 04.01.2017.

¹³⁹ PxM, Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres 6 miesięcy 2016 r., 08.2016.

¹⁴⁰ ARP, Podmioty z GK ARP S.A. przejmują aktywa Polimex-Mostostal SA, 25.10.2012; PxM, Nowe otwarcie dla Polimex-Mostostal, 15.09.2014.

¹⁴¹ PGE, Zawarcie umowy znaczącej na dostawę węgla dla Zadania Inwestycyjnego Opole II, 13.08.2013.

kosztem kolejnego dokapitalizowania – stanowi to silną preferencję zawarcia umowy z konsorcjum z udziałem PxM.

Taki zabieg ma na celu kreatywne ujmowanie zjawisk gospodarczych pomiędzy podmiotami o wspólnym akcjonariuszu większościowym, tj. Skarbie Państwa. Z obawy przed kondycją finansową Polimexu-Mostostal i tym samym realizacją bieżących projektów energetycznych o systemowym znaczeniu (np. Opole II, Kozienice, Turów) spółki energetyczne zwiększyły o 300 mln PLN w styczniu 2017 r. swoje zaangażowanie udziałowe do 65,93% w PxM¹⁴². Tym samym omijają rynkowy mechanizm ponoszenia odpowiedzialności za sumienne i terminowe wykonywanie kontraktów. W efekcie końcowym, spółka otrzymuje środki na trzy sposoby: (1) dokapitalizowanie, (2) subwencję poprzez odstąpienie od kar umownych i (3) środki za realizację kontraktu.

Konsorcjum Polimex-Mostostal oraz Rafako złożyło najdroższą z trzech ofert (9591 mln PLN brutto) na realizację projektu inwestycyjnego w Ostrołęce. Realizacja tej inwestycji z punktu widzenia PxM jest bardzo pożądana – ukończył w grudniu 2017 r. blok w Kozienicach a prawdopodobnie w grudniu 2018 r. (#5) i lipcu 2019 r. (#6) skończy projekt w Opolu i może zagospodarować swoje siły na kolejną budowę oraz uzupełnić portfel zamówień. Dokapitalizowanie pochodzącego z Siedlec PxM przez państwowe giganty energetyczne było inicjatywą obecnego ministra energii Krzysztofa Tchórzewskiego (jednocześnie posła z okręgu siedleckiego), który w rozmowach publicznych nie ukrywa, że to właśnie PxM ma dużą szansę realizować wielkie inwestycje w tradycyjnych sektorach gospodarki, wśród których jest Ostrołęka C¹⁴³.

Powstaje jednak uzasadnione ryzyko powtórzenia sytuacji, w której to PxM napotka problemy z wykonaniem terminowo kontraktu. Spółka próbując zachować rentowność podjętego projektu, będzie wywierać presję na klientów-akcjonariuszy większościowych na kolejne dokapitalizowanie lub odstępowanie od ewentualnych kar umownych. Krzyżowe zaangażowanie koncernów Energa i Enea w PxM oraz wynikająca z tego obawa przed jego upadłością przy realizacji istotnego kontraktu, będzie sprzyjała podejmowaniu kolejnych nieuzasadnionych ekonomicznie decyzji.

Wątpliwości co do strategii operacyjnej oraz obawy o płynność finansową PxM pojawiały się przy realizacji większości znaczących inwestycji dla tej spółki. W 2014 r. przy realizacji inwestycji Opole II banki PKO BP, Pekao SA, BOŚ i BZ WBK, którym spółka zalegała ze spłatami największych sum, zgodziły się na odroczenie płatności do 2019 roku¹⁴⁴. PxM był wtedy świeżo po problemach finansowych wynikających z nieterminowej realizacji kontraktów dla GDDKiA lub odstąpienia od nich. Przyczyniło się to do zamknięcia segmentu drogowego, a firma do dziś pozostaje w sporze sądowym z inwestorem – wartość pozwów złożonych przez konsorcja z udziałem PxM z końcem trzeciego kwartału 2017 r. wyniosła 648,1 mln PLN¹⁴⁵.

¹⁴² PGE, [Informacja o podpisaniu umowy inwestycyjnej dotyczącej inwestycji w Polimex-Mostostal S.A. oraz innych umów w ramach transakcji](#), 18.01.2017.

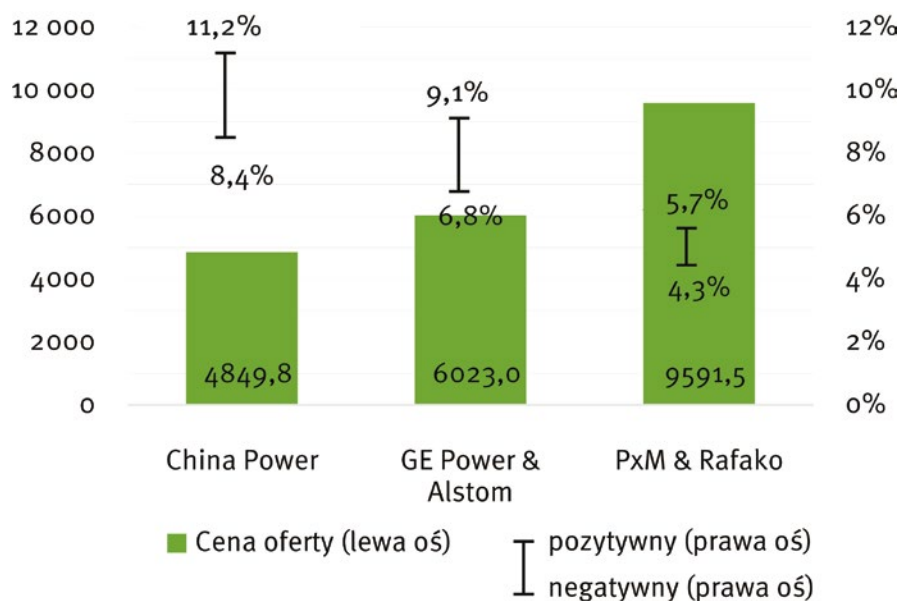
¹⁴³ Strona posła na Sejm RP Krzysztofa Tchórzewskiego, [Tchórzewski: Mostostal ma przyszłość](#), 06.03.2017.

¹⁴⁴ PxM, [Polimex-Mostostal uzgodnił warunki restrukturyzacji finansowej](#), 24.06.2014; [Polimex-Mostostal podpisał z wierzycielami aneks do umowy restrukturyzacyjnej](#), 01.08.2014.

¹⁴⁵ PxM, [GDDKiA nie wypowiedziała Polimexowi-Mostostalowi kontraktu na budowę drogi ekspresowej S69](#), 18.12.2013; [Polimex-Mostostal wraz z konsorcjantami złożył do GDDKiA roszczenie o wypłatę kary umownej w wysokości ponad 475 milionów złotych](#), 03.02.2014; [Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres 9 miesięcy 2017 r.](#)

Inwestycja w Koźlenicach nie została ukończona w pierwotnie założonym terminie, bloki w Opolu również zostaną oddane z opóźnieniem - wiele wskazuje na to, że ich los może podzielić nowy blok w Ostrołęce. Projekt ten będzie pierwszym w historii opartym o finansowanie z rynku mocy, co w przypadku opóźnień w budowie elektrowni podwyższa ryzyko inwestora, odpowiedzialnego za niewywiązywanie się z umów mocowych.

Wykres. Kara umowna jako procent wartości rocznych amortyzowanych nakładów inwestycyjnych (CAPEX)

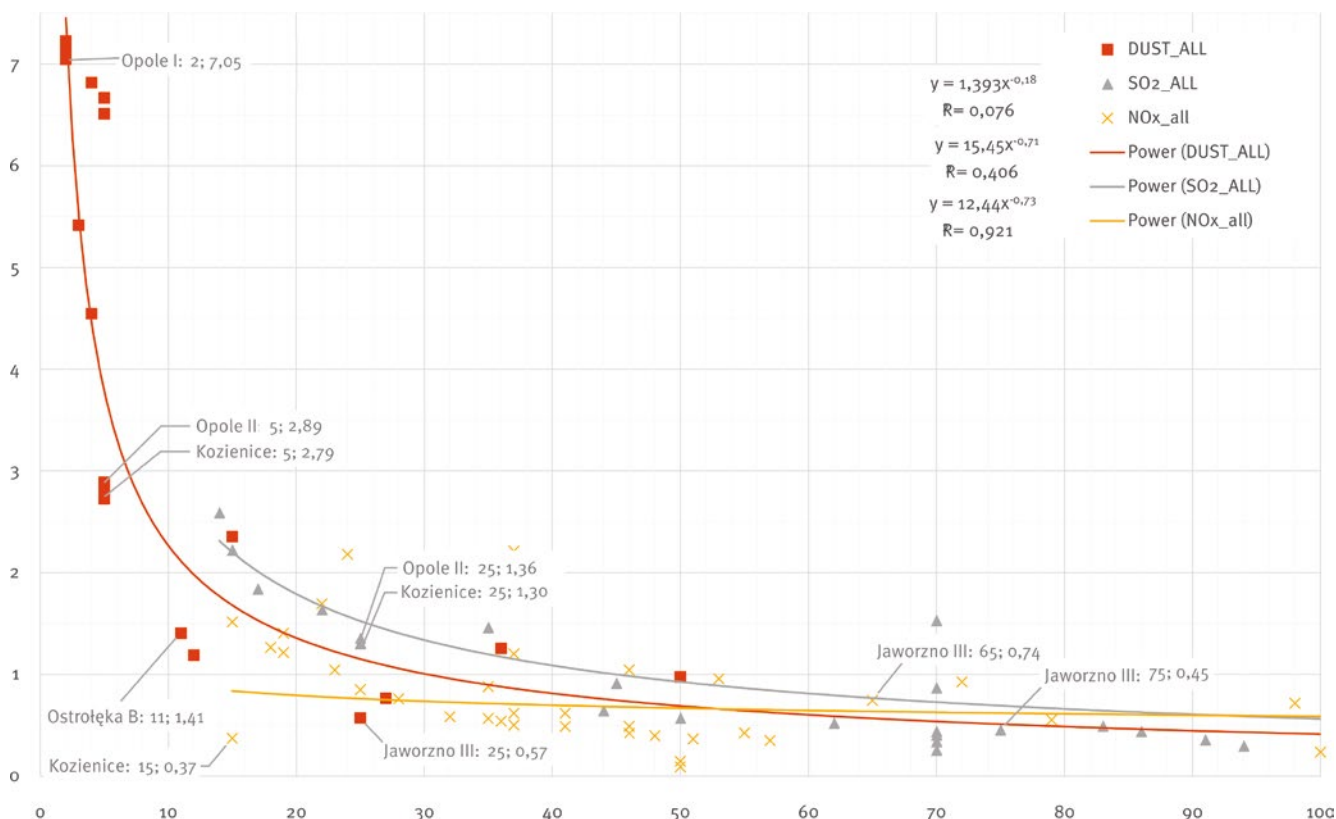


Źródło: Obliczenia własne na podstawie: PSE, [Rynek mocy – projekt rozwiązań funkcjonalnych](#), 04.07.2016; TGE – [Giełdowa Platforma Informacyjna](#); Elektrownia Ostrołęka, [Informacja z otwarcia ofert](#), 28.12.2017; [National Grid, Capacity Market: T-4 Auctions](#).

Do obliczeń przyjęto sumę mocy wytwórczych w KSE z 2023 r. Wariant negatywny zakłada udział w aukcji rynku mocy na poziomie 60% (UK: 2016/2017) oraz pozytywny – 80%. Jako okres amortyzacji przyjęto 25 lat.

Utracone przychody, a wręcz kary wynikające z art. 46 ust. 2 oraz art. 52 ust. 2 ustawy o rynku mocy mogą być dla Energi podstawą do roszczeń względem wykonawcy (np. PxM) za jego ewentualne opóźnienia. Kara za niewywiązywanie się z obowiązku mocowego wynosi 15% wartości kontraktu, obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy dotyczącej danego roku dostaw lub/ oraz utracenie zabezpieczenia finansowego. Może ona wynosić od 4,3% do 11,2% rocznych nakładów inwestycyjnych (CAPEX). Gdyby jednym z budujących elektrownię byłby Polimex-Mostostal, inwestorom nie opłacałoby się domagać od niego pokrycia tych strat - byłiby zmuszeni wykazać ją również we własnych, skonsolidowanych wynikach finansowych.

Appendix



Wykres. Model nieliniowy (2) oparty o wykładniczą zależność nominalnej redukcji emisji SO_2 , NO_x i pyłu do jednostkowych nakładów kapitałowych

Oś X przedstawia nominalną redukcję emisji danego typu zanieczyszczenia (mg/Nm^3), zaś oś Y CAPEX przypadający na 1 MWe i jednostkową redukcję emisji (tys. EUR). Każdy punkt reprezentuje daną elektrownię oraz jeden z trzech typów emisji: SO_2 , NO_x , pył.

Im dany punkt jest dalej od osi Y i im bliżej osi X, tym jednostkowy koszt redukcji emisji jest niższy dzięki efektowi skali. Położenie punktu poniżej przypisanej do niego linii reprezentującej funkcję wykładniczą oznacza ponadprzeciętną do porównywanej grupy korzyść kosztową wynikającą z osiąganego redukcji emisji.

Nominalnie mniejsza redukcja emisji pyłów wyrażona w mg/Nm^3 (początek osi X i nagromadzenie punktów blisko osi Y) nie oznacza braku postępu w stosunku do redukcji emisji SO_2 oraz NO_x . Większość rozpatrywanych jednostek wykazywała się podobną wartością prezentowaną na osi X (np. SO_2 : $50 \text{ mg}/\text{Nm}^3$), co wynika z momentu przejścia z granicznego limitu emisji w związku z dostosowaniem się do zmieniających się konkluzji BAT/BREF.

Streszczenie

1. Realne koszty budowy Ostrołęki C mogą być znacząco niedoszacowane, a historia budowy innych bloków o mocy 800+ MW pokazuje, że jest to inwestycja o podwyższonym ryzyku. Silna integracja sektora energetycznego w Polsce jest przyczyną nierealistycznej wyceny i założeń do biznesplanu.
2. Rynek mocy dla Ostrołęki C nie jest pewnym źródłem finansowania. Doświadczenia brytyjskie wskazują, że głównym beneficjentem mechanizmów mocowych są istniejące jednostki, które wypierają nowe, duże inwestycje. To z jednej strony potencjalne źródło przychodów, ale ze względu na kary umowne również zagrożenie.
3. Analizy wykazały, że koszty instalacji oczyszczania spalin są zaniżone o ponad pół miliarda złotych. Niedopatrzona administracyjna inwestycja sprawiła, że pozwolenie zintegrowane dla inwestycji straciło ważność, przez to cały proces musi odbyć się jeszcze raz na innych warunkach. Może to opóźnić oddanie bloku do eksploatacji.

Ostrołęka C, historia projektu, czyli dlaczego projekt powinien przejść do historii

Reaktywowany przez Enerę w 2016 r. projekt budowy „ostatniej” elektrowni zasilanej węglem kamiennym o mocy 1000 MW - Ostrołęki C (OsC) - ma na celu uzupełnienie krajowej floty wytwórczej o nowsze jednostki. Ponad 45% mocy pochodzi z elektrowni starszych niż 40 lat, a jedną z nich jest prawie 50-letnia elektrownia Ostrołęka B (681 MW), która ma zostać wyłączona do 2030 r. Dlatego Energa i Enea podjęły się reaktywacji projektu inwestycji sprzed 2012 r. - ciężar inwestycyjny szacowany jest na 5,5-6 mld PLN, zaś oddanie obiektu do użytku ma nastąpić w 2024 roku.

Decyzja o rozpoczęciu inwestycji została negatywnie odebrana przez środowisko ekspertów - inżynierowie, ekonomiści oraz ekolodzy podkreślają jednoznacznie, że nie ma w Polsce potrzeby ani miejsca w KSE na kolejną dużą elektrownię węglową. Niektóre domy maklerskie utrzymują, że obaj inwestorzy w końcu zrezygnują z inwestycji, zaś portale branżowe szacują koszt energii z elektrowni na ponad dwukrotnie wyższy od średniej ceny na TGE.

Historia inwestycji i koszty środowiskowe

- Pretekstem do budowy elektrowni są pesymistyczne prognozy operatora sieci - PSE szacuje, że już w latach 2020-2022 może dojść do niedoborów nadwyżki mocy w KSE. Doprowadzić do tego mają systematyczne wyłączenia i modernizacje bloków węglowych (implementacja BAT/BREF) oraz wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Odpowiedzią na to wyzwanie jest

podjęty od 2012 r. szereg inwestycji - budowa nowych bloków w Opolu, Kozienicach i Jaworznie. Zdaniem autorów raportu, postęp wynikający m.in. z termomodernizacji budynków i pojawienia się nowych, elastycznych źródeł kogeneracji zmniejszy ryzyko niedoborów mocy.

- Energa SA w latach 2008-2012 prowadziła prace koncepcyjne dot. budowy bloku o mocy 900-1000 MW, które jednak zakończyły się zamknięciem projektu pn. Ostrołęka C. Wśród powodów, dla których zrezygnowano z jej budowy były m.in. **niewystarczająca prognozowana cena energii elektrycznej, rosnące ceny certyfikatów ETS, wyższe koszty transportu surowca oraz brak wystarczającego wsparcia dla współspalania biomasy.**
- Inny zarzut dotyczy zasadności Ostrołeki C w KSE - północno-wschodnia Polska nie jest zagłębiem energochłonnego przemysłu, zaś zapotrzebowanie na energię elektryczną metropolii warszawskiej pokrywają inne elektrownie. Ponadto, interkonektor LitPol Link obniża ryzyko regionalnego brownoutu. Nadal aktualna pozostaje kwestia niskiego udziału rynkowego Energi (3%2016) na rynku wytwarzania energii elektrycznej - nadmierna koncentracja ryzyka dookoła jednej inwestycji stanowi zagrożenie dla całego segmentu Wytwarzania (<20% EBITDA całego koncernu 2017).
- Podejmując się inwestycji przed 2012 r., Energa zdecydowała się na jej przeprowadzenie w formule *Project Finance* o określonych wskaźnikach wymaganej rentowności (IRR >10%, NPV >0,8 mln PLN/MW). Wyceny inwestycji przeprowadzone wewnętrznie przez inwestora, jak i niezależnego doradcę (8-krotnie przez EY) nie wykazały przekroczenia wartości progowych. W związku z tym, zarząd i rada nadzorcza Energi podjęły we wrześniu 2012 r. decyzję o zamknięciu projektu. Poszukiwania wspólnego inwestora, a po 2012 r. próby sprzedaży spółki celowej, zakończyły się fiaskiem.
- **Mimo wielu czynników przemawiających za niepodejmowaniem tego projektu, zarząd Energi pod kierownictwem Daniela Obajtka podjął we wrześniu 2016 r. decyzję o reaktywacji planu inwestycyjnego.** Dobrany do spółki celowej partner - Enea ma wesprzeć Enerę swoim doświadczeniem z budowy niedawno ukończonego bloku w Kozienicach. Biznesplan zaktualizowano o kluczowe założenia po stronie kosztowej (umowa handlowa z PGG) i przychodowej (rynek mocy - RM). Ten ostatni czynnik nie gwarantuje jednak opłacalności projektu ze względu na zasadnicze zmiany w projekcie ustawy, pisanej początkowo pod kątem dużych elektrowni węglowych.
- Planowana inwestycja stanowi również zagrożenie dla środowiska i lokalnej społeczności, która mimo to popiera wraz z władzami samorządowymi budowę elektrowni. Szanse na nowe miejsca pracy podczas budowy i pracy jednostki nie powinny mieszkańcom regionu przyświecać realnych zagrożeń. **Liczbę zgonów spowodowaną emisją zanieczyszczeń przez elektrownię w całym jej cyklu pracy szacuje się na 146 do 319 - tylko w województwach mazowieckim, podlaskim i warmińsko-mazurskim. Ponadto, ubytek PKB spowodowany zwiększoną zachorowalnością i przedwczesną śmiercią mieszkańców w całej Polsce szacowany jest na 150-300 mln EUR.**

- Głównym powodem, dla którego wprowadzono w Polsce rynek mocy jest zagwarantowanie opłacalności inwestycji w konwencjonalne elektrownie elektryczne – ich operatorzy stoją przed wyzwaniem rosnących cen węgla i spadających światowych cen prądu na rynku hurtowym. Podczas procedury pre-notyfikacji w KE oraz konsultacji publicznych projekt ustawy przeszedł przez diametralne zmiany. Kluczowe dla Ostrołęki C założenia do ustawy zostały zmienione na niekorzyść dużych, nowych elektrowni węglowych.
- Wyróżniamy trzy główne negatywne cechy RM:
 - jednolita cena wyjścia – brak koszyków aukcyjnych to wystawienie OsC na większą konkurencję z jednostkami o różnym wieku, klasyfikacji i poziomie subsydiowania/wsparcia
 - podstawa pomiaru zdolności dostawy mocy – 4-godzinny zamiast 16-godzinny oznacza brak premii dla nieelastycznych w KSE dużych jednostek węglowych i spadające efekty skali
 - premia środowiskowa – przedłużenie kontraktu o dodatkowe 2 lata za emisję $<450 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$ to analogiczna do ulgi z ustawy OZE korzyść dla operatorów elektrowni opartych o niekonwencjonalne źródła energii
- Rynek mocy jako źródło przychodów w tym kształcie **nie gwarantuje jednoznacznie korzystnych dla Ostrołęki C wyników aukcji**. Istnieje szereg wątpliwości prawnych związanych z maksymalnym czasem wsparcia dla elektrowni węglowych po 2030 r. Mimo, że polski mechanizm RM doczekał się notyfikacji KE, nadal nie jest pewne, czy kontrakty na wykonywanie obowiązku mocowego będą mogły zostać wykonane w świetle reformy ETS.
- Rozwiązanie wdrażane w Polsce wzorowane było na brytyjskim *capacity market*, gdzie pomimo innych oczekiwań ustawodawcy oraz regulatora, w pierwszym roku (2014) jedynie 5,3% udziału w puli oferowanej mocy przypadło na nowe elektrownie. W latach 2014-2016 odsetek uczestników aukcji z uzyskanym kontraktem mocowym wyniósł w tej podgrupie mniej niż 30%.
- Niewątpliwe korzyści dla dużych jednostek węglowych muszą być jednak zestawione z ryzykiem kar umownych za niespełnienie obowiązku mocowego. Ostrołęka C może ze względu na opóźnienie inwestycyjne zostać podłączona do KSE dopiero z początkiem 2024 r, a wg założeń podjąć się aukcji już na 2023 r. Według obliczeń autorów raportu, roczna kara za niespełnienie obowiązku mocowego może wynieść 4,3-8,4% (wariant pozytywny) do 5,7-11,2% (wariant negatywny) rocznego amortyzowanego CAPEX-u.
- Krajowy sektor wytwarzania energii nadal charakteryzuje się wysoką koncentracją (2016: CR3=63%) i pomimo liberalizacji rynków energii, ten trend będzie się pogłębiał. Na kolejnym subryнку – rynku dostępności mocy wytwórczej – prawdopodobnie może nie być już miejsca na kolejną dużą (>800 MW) i nową (niezamortyzowaną) jednostkę. Pojawienie się Ostrołęki C w systemie może okazać się niekorzystne również dla Enei, która na przełomie 2017 i 2018 r. podłączyła elektrownię Kozienice do KSE i będzie mogła z nią wziąć udział w aukcjach rynku mocy. Przy niskiej liczbie dużych podmiotów na rynku oznacza to wysoki stopień kanibalizacji tych projektów z punktu widzenia Enei.

Koszty

- PGG podpisała wieloletnią umowę z OsC na dostawę węgla - uwzględnia ona jednak ryzyko operacyjne elektrowni, ceny surowca oparte są w niej nawet na rentowności inwestycji. To cena jaką jego producent płaci za dokapitalizowanie (łącznie prawie 2,5 mld PLN) - takie nierynkowe warunki umowy są możliwe tylko dzięki pionowej konsolidacji sektora wytwarzania energii elektrycznej. Strata dla PGG jest zarazem korzyścią dla Energi i Enei - to czynnik pomagający skonstruować biznesplan z wymaganą rentownością.
- Z końcem 2016 r. Energa otworzyła przetarg na budowę nowej elektrowni w formule „pod klucz”. Do lipca 2017 r. zgłosiło się pięciu oferentów. Finalnie złożono trzy oferty: China Power Engineering (4849,8 mln PLN brutto), GE Power & Alstom (6023 mln PLN brutto) oraz Polimex-Mostostal & Rafako (9591,5 mln PLN brutto). Przy budżecie sięgającym 4803,2 mln PLN brutto żadna z ofert nie spełniła oczekiwań inwestora pod kątem finansowym. Właśnie na taką sytuację kryterium najniższej ceny nie zostało ujęte wprost w warunkach zamówienia, lecz ukryto je pod hasłem „kryterium ekonomiczne” zawierającym formułę NPV. Pozwala to na dość elastyczne podejście i usprawiedliwia wybór droższych ofert.
- Analiza trzech nowych elektrowni budowanych w latach 2012-2018 pokazała, że inwestycje w moce wytwórcze >800 MW i skali 5,5-13,5 mld PLN mogą **przerastać zdolności zarządcze** zarówno inwestorów oraz **kompetencje techniczne** konsorcjów z udziałem polskich firm budowlanych.
- Dokapitalizowanie państwowego Polimexu-Mostostal przez tzw. wielką czwórkę energetyczną z początkiem stycznia 2017 r. stwarza na inwestorze presję na wybór podmiotu powiązanego w postępowaniach przetargowych. Ewentualna wygrana PxM i **budowa elektrowni za cenę dwukrotnie wyższą niż zakładana w budżecie** pozwoli na wyjście z problemów finansowych powstałych w wyniku nierentownych kontraktów (budowa elektrowni w Kozienicach) oraz sporów sądowych (m.in. z GDDKiA). Spółka korzystała też z taryfy ulgowej na kontraktach z koncernami energetycznymi i unikała kar umownych (Kozienice 2016).
- Budowa jakiegokolwiek elektrowni opartej o emisyjne źródła energii jest po reformie systemu ETS obciążona dodatkowym ryzykiem regulacyjnym. Według obliczeń analityków Fundacji InStrat, **roczne koszty certyfikatów** EUA dla Ostrołęki C **mogą wynosić w 2030 r. o ok. 60% więcej**, niż zakładano w lipcu 2016 r.

Finansowanie

- W celu obniżenia kosztu kapitału Energa wykorzystuje zróżnicowane metody finansowania działalności - m.in. korzystając przy tym z optymalizacyjnych schematów podatkowych. W 2013 i 2017 r. główny inwestor dokonał z użyciem szwedzkiej spółki-córki emisji euroobligacji w Luksemburgu na rzecz zagranicznych inwestorów. W efekcie, umożliwił swoim obligatariuszom ominięcie 5-procentowego podatku od dochodów z odsetek (WHT), który powinien zostać zapłacony, gdyby emisji dokonano w Polsce lub bezpośrednio

w Luksemburgu. Straty w potencjalnych dochodach podatkowych obciążają budżet państwa, czyli wszystkich podatników. Taka strategia finansowa Energi stanowi nieuczciwą konkurencję podatkową na krajowym rynku kapitałowym i godzi w interes budżetu państwa.

- Energa planuje wydać 20,6 mld PLN w latach 2016-2025 na nowe inwestycje - w większości w sieć energetyczną czy rozbudowę mocy OZE. Część z nich zostanie sfinansowana środkami z emisji euroobligacji w Luksemburgu (0,8 mld EUR). Istnieje jednak uzasadniona obawa, że do sfinansowania budowy Ostrołęki C posłuży m.in. 0,3 mld EUR pozyskane w 2017 r. Takie podejście stanowiłoby nieuczciwą politykę sprawozdawczości opartą o maskowanie przed emitentami celu emisji. Stoi to w sprzeczności z dobrymi praktykami ładu korporacyjnego i teoretycznie zwalnia nabywców obligacji ze stosowania swoich polityk dezinvestycyjnych.
- Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) dołączył w 2017 r. do grona zagranicznych kredytodawców Energi obejmując obligacji na kwotę 250 mln EUR. Dzięki temu, spółka sfinansuje inwestycje w sieć dystrybucyjną dzięki korzystnemu oprocentowaniu papierów dłużnych. Nie byłoby to możliwe, gdyby EBI traktował inwestycje w różnych segmentach biznesowych koncernu jako całość. Niestety jednak, takie liberalne podejście pozwala na finansowanie spółek opartych produkcję energii elektrycznej z węgla. Z punktu widzenia Energi, niższy koszt kapitału obcego z zagranicy rekompensuje wyższy koszt krajowego finansowania dłużnego i udziałowego inwestycji w tzw. skażone aktywa.

Konkluzje BAT/BREF

- Jedną z głównych przyczyn, dla których Energa reaktywowała w 2016 r. budowę elektrowni w Ostrołęce jest Pozwolenie zintegrowane, które uzyskano w 2011 r.. Zgodnie z unijną dyrektywą IED, pozwala ono na budowę nowej jednostki na węgiel kamienny (LCP) wg standardów emisji obowiązujących **istniejące** bloki. W przypadku rozpatrywanej elektrowni oznacza to zastosowanie mniej kosztownych instalacji oczyszczania spalin, bardziej szkodliwych dla środowiska.
- Teoretycznie, uzyskane Pozwolenie jest ważne od czerwca 2016 r. przez 10 lat. Jednak z powodu niedopatrzenia administracyjnego inwestora, nie będzie ono mogło zostać użyte po czerwcu 2018 r., bo straci swoją ważność z powodu nierozpoczęcia działalności. Inwestor jest zatem zmuszony rozpocząć całą procedurę związaną z nowym raportem środowiskowym i uzyskaniem nowego Pozwolenia zintegrowanego. Tym razem **elektrownia będzie w świetle dyrektywy IED kwalifikowana jako nowa** i podlegałaby bardziej restrykcyjnym normom emisyjnym, co wymusza wyższe nakłady inwestycyjne.
- Analiza danych z prawie 130 elektrowni z Europy Środkowo-Wschodniej wykazała, że koszty instalacji BAT/BREF dla Ostrołęki C mogą wynieść **480-615 mln PLN** (LCP istniejący) lub co bardziej prawdopodobne **643-1'033 mln PLN** (LCP nowy). Zdaniem autorów raportu, budżet inwestora na budowę nowego bloku jest niedoszacowany i wymaga aktualizacji.

Szereg ryzyk makro- i mikroekonomicznych związanych z tą inwestycją powinien stanowić dla zarządu i rady nadzorczej Energi SA przestrożę przed budowaniem największej elektrowni węglowej w Europie po 2020 r. To przede wszystkim środowisko, mieszkańcy Ostrołęki i okolic, a w tym lokalni pracodawcy, mogą ucierpieć na działalności bloku spalającego do 2,8 mln ton węgla kamiennego rocznie. W drugiej kolejności stratę mogą ponieść banki krajowe i zagraniczne współfinansujące nierentowną inwestycję oraz ubezpieczyciele (m.in. PZU), jak i szereg przedsiębiorstw budownictwa przemysłowego zaangażowanych w budowę Ostrołęki C.

Summary

1. The Ostrołęka C investment budget might be hardly undervalued - benchmark of other coal power plants in Poland shows that this would be another high risk project. Strong integration of the power generation sector in Poland have induced creating a business plan with unrealistic assumptions.
2. Capacity market introduced recently in Poland does not constitute a steady and secure revenue stream for Ostrołęka C. The analysis of a similar mechanism in UK shows that existing units belong to the greatest beneficiaries of this system - they tend to squeeze out the new projects from this market. Although this would vastly and positively influence the financial condition of the power plant, it entails a remarkable risk of contract penalties as well.
3. The analysis of 100+ power plants in the CEE region shows, that emission purifying systems for Ostrołęka C might be undervalued by about 0.5 bn PLN. Furthermore, due to administrative oversights the integrated permit obtained by the investor will expire soon. Hence, the application process has to be commenced again, yet under more strict regulations. This would definitely delay the commissioning process.

Ostrołęka C – the investment rationale and why is the project not rational at all

Ostrołęka C (OsC) is an investment plan to build 1000 MW supercritical coal-fired power plant. It was relaunched in 2016 and its main goal is to replace old, highly inefficient units with modern technology. Over 45% of electricity in the domestic power system is generated by units commissioned more than 40 years ago. One of them is a 50 years old Ostrołęka B power plant (681 MW) scheduled to be mothballed in 2030. Hence, Energa and Enea have decided to replace it with Ostrołęka C - its CAPEX was initially estimated for **5.5-6 bn PLN** with planned commissioning in 2024.

Decision of the Energa's management board to relaunch the project was widely criticized among experts. Engineers, economists and ecologists stress the fact that the size of unit and inability to fast ramping makes it redundant in the Polish power system. Some analysts covering Energa and Enea claim both investors will eventually resign from the project. According to energy journalists, **LCOE of the projected plant may be twice as big** as the current average price on TGE (Polish Energy Pool).

Investment timeline and environmental issues

- PSE forecasts that National Power System (NPS) will face shortages of required power surplus from 2020-2022 onwards. Main reason for that is

decommissioning and refurbishments of existing coal-fired units and continuous growth of demand for electric power. In the upcoming two years, Opole II, Jaworzno and Kozienice will be commissioned in order to overcome those issues.

- However, Instrat analysts observe that thermo-modernization of the residential buildings, smart grids implementation and rapid development of highly efficient elastic CHPs might help NPS mitigate outages risk at a smaller economic and social cost.
- Main project initiator, Energa has been working between 2008 and 2012 on the initial concepts of building 900-1000 MW unit. Final conclusion at that time was to discard Ostrołęka C project. Decisive factors for that were: **insufficient forecasted price of electric power, increasing cost of EUA certificates, comparably higher fuel transportation costs and insufficient support for biomass cofiring.**
- Moreover, many doubts concerned the role of the OsC in the NPS. North-eastern Poland is not an industrialized region, whilst the power demand of the Warsaw metropolis is met by other units. Moreover, LitPol Link interconnection with Lithuania decreases the risk of the temporary power supply shortages.
- From the leading investor's perspective, there is a number of risk factors around one project: Energa has a low market share (3%) on the power generation market. This creates a high **exposure of one project for the whole generation segment**, consisting of <20% of total Energa EBIDTA.
- During the first efforts to build OsC before 2012, the company has decided to apply *Project Finance* model, but with certain requirements (IRR > 10%, NPV > 0.8 mPLN/MW). Internal and external analysis (8 valuations made by EY) have proved OsC will not meet satisfactory profitability measures and hence the project was terminated by the management and advisory board of Energa in September 2012. Furthermore, the investor failed to find a domestic or foreign commercial partner and did not manage to sell the SPV after 2012.
- **Despite numerous and strong arguments not to undertake the Ostrołęka C investment, Energa management board under Daniel Obajtek relaunched the project in 2016.** The co-investor, Enea is to support financially project by providing half of the budget and know-how obtained from building Kozienice PP. Business plan has been updated with key assumptions regarding the cost (agreement with PGG) and revenue perspective (capacity market).
- Apart from the financial exposure, new power plant constitutes also a threat to the environment and the local community. Surprisingly, it is strongly supported by the municipalities and many of the inhabitants who are driven by job opportunities in the region, but forget about environmental and health costs.
- **Number of deaths related to the emissions generated by the power plant during its whole life cycle is estimated to reach 146-391** - this only reflects three closest provinces. On top of that, total GDP loss due to premature deaths and increased morbidity in the whole country would reach **150-300 mEUR.**

Capacity market

- The key reason to introduce the capacity market (CM) mechanism is to financially support the conventional energy sources, which face rising coal and gas costs and decreasing electricity prices on the wholesale market. Draft of the Capacity market act has undergone significant changes under public consultations and EC pre-notification procedure. Crucial instruments to support new power plants (Ostrołęka C and its peers) were eventually eased or erased in the draft.
- We distinguish three major amendments to the draft to be disadvantageous for new LCPs (large combustion plants):
 - Single auction clearing price - no auction buckets for LCPs and hence lack of a chance to play under less fierce competition with units of every size, age and subsidization level
 - Capacity contract feasibility and its measurement basis - 4 hours period, instead of 16 hours favourising inelasticity - coal fired units seem to show decreasing returns to scale
 - environmental premium - 2 years premium for units with CO₂ emission <450 g CO₂/kWh has been granted to support non conventional energy sources and guarantee them advantage created coherently with the Polish energy law
- Revenue stream from the capacity market does not unambiguously guarantee OsC profitability. There is a number of legal doubts concerning subsidy mechanisms for coal-fired plants after 2030. Though the Polish CM Act has been approved by the European Commission, it is still not certain if longer contracts would be executed under new ETS arrangements.
- Capacity market in Poland has been patterned on the UK legislation. Both regulator's and legislator's expectations have been so far unfulfilled. New power plants accounted for only 5.3% of the contracted volume in the first year (2014) of the auctions and their success rate in first rounds (2014-2016) didn't even exceed 30%.
- Beside benefits - new potential revenue streams, the CM mechanism also generates a risk for future investments and their owners. Due to delays in the investment process, OsC would be connected to the NPS at the earliest at the beginning of 2024, having a contract for 2023 already. In this case, Instrat analysts estimate the contract penalty to reach 4.3-8.4% (base case scenario) up to 7.7-11.2% (worst scenario) of the yearly depreciated CAPEX.
- The domestic power generation market is highly concentrated (2016: CR3=63%) - despite liberalization, this trend is bound to intensify. On the introduced subsegment of the generation market - capacity market - there might be no space for a large (>800 MW) and new (not depreciated) power plant. Instrat analysts also expect a conflict of interests: Ostrołęka C would compete in the same capacity mechanism auctions as the recently commissioned Kozienice PP - both investments are owned by Enea, which put at risk its market position.

Costs

- According to Instrat analysis of three recently build new coal-fired units, the construction of large (>800 MW) and costly (5.5-13 bn PLN) units might exceed managerial skills of investors (Energa & Enea) and technical experience of the Polish construction companies consortiums.
- In December 2016 Energa opened an EPC tender for Ostrołęka C. Initially, five competitors considered participation in the project. Finally, there were three offers made: China Power Engineering (4,849.8 mPLN), GE Power & Alstom (6,023 mPLN) and Polimex-Mostostal & Rafako (9,591.5 mPLN). As the investor's budget totalled 4,803.2 mPLN, none of the offers met the financial constraint. Nevertheless, price criterion was purposefully embedded in the tender in an indirect way as "economic criterion" based on NPV formula. It enables Energa a more flexible approach and justifies selection of higher priced offers.
- One of the tenderers, Polimex-Mostostal (PxM) has been recapitalized by the state-owned energy companies in January 2017. This creates a pressure on Energa & Enea to favour its related entity in the tender process. Given that PxM wins the tender and together with Rafako builds Ostrołęka C **for a price twice as high as the budget**, PxM's shareholders (incl. Energa & Enea) are released from financial troubles. These arose as PxM was building Kozienice PP for Enea and undertook legal actions with GDDKiA (central road infrastructure manager).
- Energa has signed a long-term coal supply contract with PGG (restructured, state-owned hard coal producer). Prices in this agreement are based on the Ostrołęka C's operational risk - PGG has to return a favour for capital injection (ca. 2.5 bn PLN in total) it received from its client. Conditions at which OsC purchases coal is dependent on average market electricity price or even its profitability. Third parties would not sign such a contract - this is however feasible as the energy market underwent vertical consolidation. The loss incurred by the PGG is a profit for Energa - it helps the power plant construct a business plan with sufficient profitability, but distorts market relations.
- Construction of a combustion power plant after ETS reform entails additional regulatory risk. According to our calculations, CO₂ emission certificates costs for Ostrołęka C might be around 60% higher on a yearly basis, than those estimated in July 2016.

Financing

- Energa uses diversified financing strategies for its operational activity - it applies even tax optimization schemes to decrease the cost of capital. In 2013 and 2017 company issued bonds (0.8 bn EUR) via its Swedish subsidiary in Luxembourg for international investors. As a result, the issuer enabled bondholders avoiding withholding tax on interest gains, which would be paid if the emission was settled in Poland or directly in Luxembourg. Higher net yield for investors causes losses in tax revenue, which encumbers Energa's

majority shareholder, i.e. the state. This financing strategy constitutes unfair tax competition on the domestic capital market.

- Energa plans to conduct investments of 4.8 bn EUR within the 2016-2025 period - mostly on transmission networks and development of renewable energy power sources. Partially, these will be financed with the capital acquired through bonds issued in Luxembourg. There is however a justified concern that 0.3 bn EUR acquired in Luxembourg (2017) might be used to finance Ostrołęka C construction. This would be an unfair accounting policy aiming to hide true rationale for the capital raise - InStrat analysts find this strategy not compliant with the highest corporate governance standards. In effect, it lets bondholders not apply their decarbonization divestment policies.
- European Investment Banks (EIB) became Energa's creditor in 2017 by acquiring 250m EUR bonds. Hence, the company finances its investments in high voltage networks and enjoys a favourable interest. This is possible only thanks to the separate treatment of Energa's business segments - distribution and generation. Should these be treated as one entity, EIB would be forbidden to invest in a company with [skażone] assets. Energa then benefits from lower cost of debt from international investors, which compensates its higher cost of equity and debt on the domestic capital market used to finance investments in coal power plants.

BAT/BREF conclusions

- Energa acquired in 2011 the integrated permit allowing it to commission Ostrołęka C after 2016. Possession of a binding concession strongly influenced the decision to relaunch the project in 2016. According to the EU Industrial Emissions Directive, (IED) Ostrołęka C is classified then as an **existing LCP** and hence underlies less strict emission standards. This allows it to apply less expensive emission purification systems, causing more harmful emission.
- Theoretically, the integrated permit is valid since 2016 for a ten years period. However, due to oversight in administrative procedures, it will expire in June 2018, as the investor will not manage to commission the plant until this time. Hence, OsC has to commence new application process, but this time under IED classification as a **new LCP**. This incurs higher capital expenditures to meet BAT/BREF standards with lower emissions.
- InStrat analysts conducted an analysis based on 130 power plants in CEE, which shows that BAT/BREF installations for Ostrołęka C would cost 480-615 mPLN (existing LCP) or even more likely 643-1,033 mPLN (new LCP). Hence, we claim that **the aforementioned budget of 4.8 bn PLN might be undervalued**.

Next steps

A number of risk factors should be interpreted by the management and advisory board of Energa and Enea as a warning and threat for the investors' stability, whilst

deciding on construction of the last large coal-fired plant in Europe after 2020. Firstly, the local community of the Ostrołęka region, should be worried about burning up to 2.8m tonnes of hard coal every year and thus strongly influencing their health condition and mortality. Secondly, banks and insurers (incl. state-owned PZU) as well as energy construction companies involved in the Ostrołęka C project will carry the risk exceeding potential gains from the new investment.

Michał Hetmański – członek zarządu

Współzałożyciel i analityk Fundacji InStrat. Zaangażowany w sektor organizacji pozarządowych ekonomista z doświadczeniem zdobytym w Polsce i Niemczech. Stypendysta DAAD, współpracownik Fundacji Polonium w rejonie DACH. Pracował m.in. w izbie gospodarczej (AHK Polska), doradztwie transakcyjnym (Duff & Phelps Germany) oraz analizie systemów podatkowych (Ministerstwo Finansów). Autor i współautor opracowań dot. polsko-niemieckich stosunków gospodarczych, inwestycji bezpośrednich oraz dekarbonizacji. Absolwent Szkoły Głównej Handlowej, obecnie na Uniwersytecie w Kolonii.

Filip Piasecki – analityk

Analityk fundacji InStrat. Energetyk o holistycznym spojrzeniu na wyzwania związane z transformacją energetyczną. Pierwsze szlify zdobywał w tworzeniu rozwiązań informatycznych dla energetyki (Transition Technologies) oraz w doradztwie strategicznym (BCG). Współtwórca modeli polskiego systemu energetycznego (KAPE oraz Aurora Energy Research). Specjalizuje się w modelach prognostycznych dla sektora energetycznego, z naciskiem na międzyobszarowe opracowania. Obecnie studiuje na Politechnice Warszawskiej, Wydziale MEL.



ISBN 978-83-61453-01-7



elektrowniaostroleka.com