

Jan Popczyk
Krzysztof Bodzek

Analiza ryzyk i utraconych szans związanych z budową bloku Ostrołęka C (klasy 1000 MW)



Oświęcim 2018

Jan Popczyk
Krzysztof Bodzek

Analiza ryzyk i utraconych szans związanych z budową bloku Ostrołęka C (klasy 1000 MW)

Oświęcim 2018

AUTORZY
Jan Popczyk
Krzysztof Bodzek

SKŁAD
Magda Warszawa

© Towarzystwo na rzecz Ziemi, Oświęcim 2018

Towarzystwo na rzecz Ziemi
ul. Stanisławy Leszczyńskiej 7
32-600 Oświęcim
www.tnz.most.org.pl

ISBN 978-83-60106-15-0

Spis treści

Spis skrótów i ważniejszych pojęć	4
Zakres raportu	5
Wprowadzenie	6
1. Usytuowanie Inwestycji1 w otoczeniu: bliskim (Elektrownia Ostrołęka, miasto Ostrołęka, powiat ostrołęcki, Województwo Mazowieckie) i szerokim (kraj, KSE)	9
Bezinwestycyjne zdolności wydobywcze kopalń węgla kamiennego	10
Usytuowanie Inwestycji1 w krajowej strukturze bilansu energetycznego w horyzoncie 2050 – bez elektrowni węglowych	12
Zapotrzebowanie energii elektrycznej z podziałem na województwa w horyzoncie 2050	14
2. Inwestycja1 na mapie działań zagrażających polskiej gospodarce (blokujących transformację polskiej energetyki)	21
Amerykański wkład w transformację energetyki	21
3. Destrukcyjna rola Inwestycji1 w kontekście endogenicznego modelu rozwojowego Ostrołęki (miasta) i powiatu ostrołęckiego (traktowanych łącznie)	24
4. Alternatywa dla Inwestycji1 na rynku energii elektrycznej: równoważna (w ujęciu bilansowym) struktura źródeł OZE (Inwestycja2).	26
5. Porównanie Inwestycji1 i Inwestycji2 na rynku zatrudnienia (miejsc pracy)	30
6. Scenariusz rozwojowy energetyki OZE pożądany (w kontekście rozwoju endogenicznego) dla mikroregionu: Ostrołęka i powiat ostrołęcki (Inwestycja3).	34
Trzy wnioski generalne	36
Dwie grupy wniosków szczegółowych	37
Źródła	40
Streszczenie raportu	41
Report Summary	44

Spis skrótów i ważniejszych pojęć

BAT Best Available Technology (najlepsze dostępne techniki)	NI Niezależni Inwestorzy
BC bloki gazowe combi	nN sieć elektroenergetyczna niskich napięć
CIT podatek dochodowy od osób prawnych	OSD Operator Systemu Dystrybucyjnego
DSM Demand Side Management (zarządzanie popytem)	OSP Operator Systemu Przesyłowego
DSR Demand Side Response (reakcja strony popytowej)	OZE Odnawialne Źródła Energii
EB elektrownie biogazowe	PV photovoltaics (fotowoltaika)
ED elektrownie dieslowskie	PWR Pressurized Water Reactor (reaktor wodny ciśnieniowy)
EP Energetyka Prosumencka	PSE Polskie Sieci Elektroenergetyczne
ETS Emissions Trading System (System Handlu Emisjami)	TW terawat
EW elektrownie wiatrowe	TWh terawatogodzina
EWM elektrownie wiatrowe morskie	PIT podatek dochodowy od osób fizycznych
GW gigawat	Self dispatching samodzielne pokrycie zapotrzebowania na energię wpływające na profil zapotrzebowania
GWh gigawatogodzina	SN sieć elektroenergetyczna średnich napięć
ICT Information and Communication Technologies (technologie informacyjno-komunikacyjne)	WEK Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna
KDT Kontrakty długoterminowe	DC direct current (prąd stały)
KSE Krajowy System Elektroenergetyczny	C-GEN zintegrowana technologia kogeneracji skojarzonej, przemiany energii na gaz oraz rozproszonej dystrybucji energii (przemysłowa technologia magazynowania energii)
kV kilowolt	Offshore elektrownia wiatrowa morska (offshore - na pełnym morzu)
kW kilowat	Market coupling łączenie rynków, to mechanizm łączenia rynków/obszarów działania giełd, w którym wykorzystywany jest wspólny algorytm kalkulacji cen
MSP Małe Średnie Przedsiębiorstwa	
MW megawat	
MWh megawatogodzina	
MWh_h megawatogodzina energii chemicznej	
Net metering opomiarowanie netto - barterowe rozliczenie produkcji energii elektrycznej pomiędzy prosumentami a KSE	

Zakres raportu

Elektrownię Ostrołęka C w postaci bloku węglowego 1000 MW („Inwestycja1”) konfrontuje się w raporcie (Konfrontacja1, Konfrontacja2) z dwoma inwestycjami alternatywnymi: „Inwestycja2” i „Inwestycja3”.

Inwestycja2 stanowi wielki zbiór inwestycji w postaci rozproszonych (w kraju) źródeł OZE (Odnawialne Źródła Energii) na wschodzących mono rynkach energii elektrycznej OZE, pod względem produkcji energii elektrycznej równoważny Inwestycji1; ze względu na zakres i charakter (krajowy, moc 1000 MW, transformacja od energetyki węglowej do OZE) Konfrontacja1 ma przede wszystkim znaczenie makroekonomiczne.

Inwestycja3 stanowi zbiór inwestycji w postaci rozproszonych (w powiecie ostrołęckim i w Ostrołęce) źródeł OZE potrzebnych do zapewnienia samowystarczalności energetycznej (w endogenicznym modelu rozwojowym) Ostrołęki i powiatu ostrołęckiego (roczne zapotrzebowanie na energię: 200 GWh - energia elektryczna, 450 GWh - ciepło, 350 MWh - paliwa transportowe); tym samym Inwestycja3 ma wymiar lokalny, a Konfrontacja2 ma przede wszystkim znaczenie mikroekonomiczne (daje ona podstawę pod szacowanie korzyści wynikających z endogenicznego modelu rozwojowego, które stają się osiągalne dla lokalnej społeczności, na którą składają się w szczególności indywidualne gospodarstwa domowe w Ostrołęce, gospodarstwa rolne w powiecie ostrołęckim oraz przedsiębiorcy z segmentu MSP (Małe Średnie Przedsiębiorstwa) zarówno w Ostrołęce jak i w powiecie ostrołęckim).

Konfrontacje (1 i 2) przeprowadza się, w wymiarze liczbowym, głównie w dwóch kontekstach: zatrudnienia (miejsc pracy) oraz kosztów energii (cen energii elektrycznej). W pierwszym kontekście konfrontuje się liczbę miejsc pracy w górnictwie węgla kamiennego i w elektrowni (na etapie jej budowy i następnie w procesie eksploatacji).

W drugim konfrontuje się ceny energii elektrycznej z bloku węglowego i ze źródeł OZE na osłonach kontrolnych OK1 do OK5 w KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny) [2]. Jako reprezentatywne przyjmuje się w 2018 r. następujące ceny: OK1+ (przedsiębiorca MSP zasilany z sieci nN, obowiązującą obecnie taryfą jest dla takiego odbiorcy taryfa C) - 750 PLN/MWh; OK1 (dom jednorodzinny zasilany z sieci nN, ale także gospodarstwo domowe w bloku mieszkalnym zasilanym z sieci SN - w obydwu wypadkach obowiązującą obecnie taryfą jest taryfa G) - 650 PLN/MWh; OK2 (odbiorca spoza segmentu ludnościowego, przede wszystkim odbiorca MSP, zasilany ze stacji transformatorowej SN/nN, taryfa B) - 550 PLN/MWh; OK3 (osłona klastrowa, przecinająca skrośnie linie SN, rozdzielająca rynek źródeł wytwórczych wielkoskalowych WEK (Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna) oraz źródeł rozproszonych OZE w energetyce EP-NI, charakterystyczna z punktu widzenia konkurencji między tymi źródłami, krańcowa dla źródeł NI) - 450 PLN/MWh; OK4 (osłona przecinająca wyprowadzenia liniowe SN w stacjach elektroenergetycznych 110kV/SN, rozdzielająca rynek źródeł wytwórczych wielkoskalowych WEK oraz źródeł rozproszonych OZE w energetyce EP-NI (Energetyka Prosumencka - Niezależni Inwestorzy), charakterystyczna z punktu widzenia konkurencji między tymi źródłami, krańcowa dla źródeł WEK) - 350 PLN/MWh; OK5 (połączenia transgraniczne; europejski rynek energii elektrycznej, *market coupling*) - 160 PLN/MWh.

Wprowadzenie

Ogólne informacje o Inwestycji Elektrownia Ostrołęka C (alternatywnie „Inwestycja1”)

Nie istnieją żadne racjonalne przesłanki rynkowe Inwestycji1 (w postaci bloku klasy 1000 MW) oprócz politycznych. W szczególności Inwestycja1 nie ma uzasadnienia w historycznej analizie rozwoju Elektrowni Ostrołęka. Bezdyskusyjna jest też szkodliwość realizacji Inwestycji1 z punktu widzenia potrzeby (nieuchronności) transformacji polskiej elektroenergetyki.

W kontekście historycznym podkreśla się, że początek Elektrowni Ostrołęka (1917) wiąże się z elektryfikacją miasta Ostrołęka w związku z rozwojem przemysłu tartaczego. Zatem była to decyzja charakterystyczna ogólnie dla endogenicznego modelu rozwojowego: był „pomysł” na gospodarkę, potrzebna była energia elektryczna, i została ona zapewniona poprzez budowę małych źródeł dieslowskich i wodnych (w latach 30. największa moc jednostkowa źródła dieslowskiego wynosiła 250 kW).

Drugi jakościowy etap rozwoju Elektrowni Ostrołęka nastąpił w latach 50., znowu w związku z lokalnymi potrzebami gospodarczymi. Mianowicie, zbudowana została elektrociepłownia Ostrołęka A zapewniająca dostawy energii elektrycznej i ciepła technologicznego miejscowemu kombinatowi celulozowo-papierniczemu (w końcu lat 60. elektrociepłownia osiągnęła moc elektryczną ponad 120 MW).

Trzeci jakościowy etap rozwoju nastąpił na przełomie lat 60. i 70. Była to budowa Elektrowni Ostrołęka B o mocy 600 MW, w postaci trzech węglowych bloków kondensacyjnych klasy 200 MW. Ta decyzja inwestycyjna „wychodziła” już poza model rozwoju endogenicznego, ale była to decyzja, która miała jednak racjonalne podstawy w czasie kiedy była podejmowana. Mianowicie była ściśle powiązana z potrzebami rozwojowymi gospodarki północno-wschodniego regionu Polski oraz z pierwszą fazą rozwojową krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). W szczególności podkreśla się, że decyzja o budowie Elektrowni Ostrołęka B zapadła po szczegółowej analizie porównawczej kosztów dwóch wariantów. W pierwszym wariantcie były to koszty przesyłowe energii elektrycznej (budowa elektrowni na Górnym Śląsku, w regionie wydobywania węgla). W drugim wariantcie były to koszty transportu węgla z Górnego Śląska do Ostrołęki. W realiach gospodarczych charakterystycznych dla przełomu lat 60. i 70. drugi wariant okazał się pod względem ekonomicznym korzystniejszy.

Po 2000 r. przeprowadzona została rewitalizacja bloków w Elektrowni Ostrołęka B. W rezultacie łączna moc elektrowni osiągnęła wartość 680 (220+2x230) MW. W 2008 r. Elektrownie Ostrołęka zostały przejęte przez Grupę Energa i rozpoczęty został proces przygotowawczy do budowy Ostrołęki C. Proces ten bardzo kosztowny (koszty dotychczasowych przygotowań szacuje się na około 300 mln PLN) ilustruje głęboki kryzys w całej elektroenergetyce WEK. Z tego punktu widzenia charakterystyczne są cztery daty: 2017 - pierwszy, ogłoszony w początkowej fazie procesu, termin oddania bloku 1000 MW do eksploatacji; 2014 - decyzja o odstąpieniu od budowy bloku ze względu na jej nieopłacalność; 2016 - ponowna decyzja o budowie bloku i jego oddaniu do eksploatacji w 2024 r.; koniec 2017 (28 grudnia) - otwarcie ofert w przetargu na budowę Elektrowni Ostrołęka C (minimalna

oferta cenowa - 4,8 mld PLN, wykonawca *China Power Engineering Group*; pośrednia oferta - 6,0 mld PLN - wykonawca *Alstom Power Systems*; maksymalna oferta - 9,6 mld PLN, wykonawca Polimex-Mostostal, Rafako.

Oferty domykają obraz kryzysu w jaki uwikłana została Elektrownia Ostrołęka C. Mianowicie, porównanie cen (minimalnej i maksymalnej) oznaczają, że jej budowa może być atrakcyjna dla Chin (eksport technologii i ogólnie *knowhow*, dóbr inwestycyjnych, wykonawstwa przez chińskie firmy budowlane, a w przyszłości także rynek zbytu dla chińskiego węgla) zwłaszcza, że nie są one w najmniejszym stopniu narażone na ryzyko kosztów osieroconych (bo mogą realizować za pomocą inwestycji politykę kolonizacyjną w stosunku do Polski). W żadnym wypadku budowa Elektrowni Ostrołęka C nie jest jednak dobra dla Polski, bo polskie firmy nie są w stanie wygrać konkurencji już w żadnym z segmentów (technologie i ogólnie *knowhow*, dobra inwestycyjne, wykonawstwo budowlane, dostawy węgla).

W kontekście ostatnich hipotez roboczych podkreśla się ponadto, że przy typowym dla współczesnych bloków węglowych resursie technicznym planowana data ukończenia realizacji inwestycji (2024) oznaczałaby pracę Elektrowni Ostrołęka C co najmniej do 2080 r. Zatem Inwestycja jest całkowicie nieracjonalna w świetle globalnej transformacji energetyki. Zwłaszcza w świetle postanowień COP21 (Paryż, 2015) o niedopuszczeniu do wzrostu temperatury o 2 °C w stosunku do temperatury przedindustrialnej (cel wymagający wyeliminowania emisji CO₂ pochodzącej ze spalania paliw kopalnych w horyzoncie 2050). Także w świetle dynamiki fundamentalnych (cywilizacyjnych) zmian w energetyce, którą to dynamikę napędzają cztery nowe środowiska: **technologiczne** (w tym antycypowany w kolejnych latach, do 2030 r., szokowy rozwój technologii zasobnikowych na wschodzącym mono rynku energii elektrycznej OZE), **ekonomiczne** (w tym całkowicie nowe cenotwórstwo czasu rzeczywistego, oznaczające ekonomikę kosztów krańcowych na wschodzącym rynku energii elektrycznej, umożliwiające silną konkurencję w miejsce „odbudowanego” za pomocą opłaty systemowo-sieciowej w ostatnich kilkunastu latach paramonopolu na rynku odbiorców końcowych), **biznesowe** (zmiana modeli biznesowych, z modeli WEK na modele prosumenckie i niezależnych inwestorów) oraz **społeczne** (transformacja w kierunku społeczeństwa prosumenckiego).

Wyjściowy stan faktyczny do analiz przeprowadzonych w niniejszym raporcie jest następujący. Elektrownia Ostrołęka A nie pracuje (została wyłączona z eksploatacji w 2015 r.). Deklarowany przez właściciela (Energa Elektrownie Ostrołęka SA) okres pracy Elektrowni B sięga poza 2030 r. Należy jednak przyjąć, że resursy techniczne po rewitalizacji bloków umożliwią znaczne wydłużenie okresu eksploatacji bloków, nawet do 2040 r.; będzie to zależeć od trybu ich pracy (praca w trybie podstawowym, albo w trybie regulacyjnym - problem znany w polskiej elektroenergetyce w ciągu ostatnich dwóch lat pod nazwą Program 200+).

Realizacja obowiązującej decyzji biznesowej o budowie (przez Enerę, razem z Eneą) bloku 1000 MW wymaga nakładów inwestycyjnych 6-7 mld PLN; są to nakłady, które wynikają z licznych analiz prowadzonych poza procesem przetargowym i znajdują potwierdzenie w ofercie *Alstom Power Systems* (w tym miejscu uznaje się, że oferta chińska jest zaniżona i w procesie realizacji inwestycji nastąpi zwiększenie nakładów, co jest powszechną praktyką w wypadku wielkich inwestycji energetycznych; wielkie ryzyko przekroczenia nakładów w wypadku rozpatrywanej inwestycji wynika zwłaszcza stąd, że na świecie następuje bardzo

szybkie wygaszanie kompetencji w obszarze budowy bloków węglowych). Pozyskanie kredytów bankowych na sfinansowanie tych nakładów będzie niezwykle trudne. Również dlatego, że uruchomienie bloku w Elektrowni Ostrołęka C, który rozpocząłby pracę w 2024 r., dramatycznie zwiększyłoby nieźrównoważenie zasobów wytwórczych w blokach na węgiel kamienny względem zasobów wydobywczych krajowego górnictwa węgla kamiennego, co znacznie pogłębiłoby zakres importu węgla kamiennego i tym samym zwiększyło ryzyko biznesowe inwestycji.

Innym obszarem ryzyka inwestycji są unijne regulacje dotyczące środowiska. Mianowicie, Elektrownia Ostrołęka C ma środowiskowe pozwolenie zintegrowane z marca 2011 r. na dopuszczalne emisje SO₂, NO_x i pyłu wynoszące odpowiednio 200, 200, 30 mg/m³. Są to jednak poziomy emisji przekraczające znacznie wartości dopuszczalne wynikające z Decyzji Komisji (KE) z lipca 2017 r. dotyczącej najlepszych dostępnych technik (BAT) dla wielkich obiektów energetycznych. Ponadto, istnieje wielkie ryzyko, że budowa bloku w ogóle nie będzie możliwa ze względu na ograniczenie (Pakiet Zimowy) dopuszczalnej emisji CO₂ dla nowych źródeł energii elektrycznej poniżej 0,55 t/MWh (w tym kontekście kwalifikacja bloku jako nowego będzie zależeć od daty rozstrzygnięcia przetargu na jego budowę, a ujawnione już oferty cenowe w trwającym procesie przetargowym nie dają żadnych podstaw do racjonalnego zakończenia przetargu przed wejściem w życie unijnej regulacji).

Transformacja energetyki i endogeniczny model rozwojowy ostrołęki (miasta) i powiatu ostrołęckiego vs Budowa Elektrowni Ostrołęka C

Raport koncentruje się na analizie porównawczej trzech inwestycji. Mianowicie budowę Elektrowni Ostrołęka C (Inwestycja1) konfrontuje się z Inwestycją2 (Konfrontacja1: Inwestycja2 vs Inwestycja1) oraz z Inwestycją3 (Konfrontacja2: Inwestycja3 vs Inwestycja1). Pod Inwestycją2, rozumie się wielki zbiór inwestycji rozproszonych na wschodzących mono rynkach energii elektrycznej OZE, które to inwestycje stanowią równoważny pod względem produkcji energii elektrycznej Inwestycją1. Inwestycja2 ma zatem wymiar krajowy i tym samym nadaje Konfrontacji1 przede wszystkim znaczenie makroekonomiczne.

Pod Inwestycją3 rozumie się natomiast inwestycje potrzebne do zapewnienia samowystarczalności energetycznej mikroregionu ostrołęckiego (miasto Ostrołęka i powiat ostrołęcki) i gwarantujące możliwość realizacji łańcuchów synergicznych w obrębie synergetyki obejmującej: energetykę, budownictwo, rolnictwo, transport i gospodarkę w obiegu zamkniętym (w szczególności gospodarkę odpadami). Tym samym Inwestycja3 ma wymiar lokalny, a Konfrontacja2 ma przede wszystkim znaczenie mikroekonomiczne. Daje ona podstawę pod szacowanie korzyści wynikających z endogenicznego modelu rozwojowego, które stają się osiągalne dla lokalnej społeczności, na którą składają się indywidualne gospodarstwa domowe (w Ostrołęce), gospodarstwa rolne (w powiecie ostrołęckim) oraz przedsiębiorcy z segmentu MSP.

Usytuowanie Inwestycji¹ w otoczeniu: bliskim (Elektrownia Ostrołęka, miasto Ostrołęka, powiat ostrołęcki, Województwo Mazowieckie) i szerokim (kraj, KSE)

1

Powiat ostrołęcki ma charakter rolniczy; użytki rolne stanowią 64,4% powierzchni, grunty leśne - 31,3%, zurbanizowane i zabudowane - 2,8%, a pod wodami - 0,4%. Niewielka część powierzchni (około 0,4%) to obszary o szczególnych walorach przyrodniczych prawnie chronione. 67,9% aktywnych zawodowo mieszkańców powiatu ostrołęckiego pracuje w sektorze rolniczym (rolnictwo, leśnictwo, łowiectwo i rybactwo), 11,8% w przemyśle i budownictwie, a 6,9% w sektorze usługowym (handel, naprawa pojazdów, transport, zakwaterowanie i gastronomia, informacja i komunikacja) oraz 0,6% pracuje w sektorze finansowym (działalność finansowa i ubezpieczeniowa, obsługa rynku nieruchomości). Słabą stroną powiatu ostrołęckiego jest mało rozwinięta infrastruktura techniczna, natomiast silną duży obszar rolniczy nadający się do produkcji roślin energetycznych, które stwarzają możliwość alternatywnych źródeł dochodu dla rolnictwa.

Tabela 1. Wybrane wskaźniki dla miasta Ostrołęka i powiatu ostrołęckiego [1; 4]

Lp.	Wielkość	Miasto Ostrołęka	Powiat Ostrołęcki
1	Ludność, tys.	53	88
2	Powierzchnia, km ²	29	2100
3	Zadłużenie, %	34	45
4	Bezrobocie, %	15	17
POWIAT OSTROŁĘCKI			
1	Indywidualne gospodarstwa rolne	12 tys. (przeciętna powierzchnia 11 ha)	
2	Liczba firm (MSP)	3700 (głównie firmy rodzinne)	
3	Udział ludności utrzymującej się wyłącznie z rolnictwa	30%	
4	Specjalizacja gospodarstw rolnych i firm MSP	mleczarstwo, hodowla bydła i trzody chlewnej, przetwórstwo rolno-spożywcze, przetwórstwo drewna, usługi budowlane	
5	Słabe strony Powiatu	niewystarczająca infrastruktura techniczna	
6	Strategia	rolnictwo poszukuje alternatywnych źródeł dochodu	

Bezinwestycyjne zdolności wydobywcze kopalń węgla kamiennego

W tym miejscu stawia się tezę, że niezależnie od istnienia bardzo płynnego światowego rynku węgla kamiennego, zdolności wydobywcze polskiego górnictwa węgla kamiennego mają podstawowe znaczenie z punktu widzenia koordynacji zasobów w łańcuchu funkcjonalnym: kopalnie → bloki wytwórcze → sieci przesyłowe (ogólnie sieci elektroenergetyczne). Wynika to mianowicie z dominacji elektroenergetyki węglowej i zarazem fundamentalnej niekonkurencyjności polskiego górnictwa węgla kamiennego (za niekwestionowaną sprawę uznaje się niewłaściwość inwestycji w bloki węglowe opalane węglem z importu).

Tabela 2. Bilans elektroenergetyki (WEK): węglowej, na węgiel kamienny (opracowanie własne; do oszacowań przedstawionych w kolumnach b i c wykorzystano dane robocze według Energoprojektu Katowice oraz oszacowania M. Wilczyńskiego)

Rok	Antycypowane wydobycie, mln ton	Zużycie, mln ton	Produkcja energii elektrycznej, TWh
a	b	c	d
2014	75	40	90
2016	69	37	80
2020	58	42	95
2030	27	51	115
2050	9	b.d.	b.d.

Sytuacja bilansowa polskiej elektroenergetyki węglowej na węgiel kamienny przedstawiona w tab. 2 w horyzoncie 2030 w kontekście zdolności wydobywczych (podkreśla się: całkowicie nierealistyczna, wynikająca z interesów energetyki WEK, a nie z potrzeb gospodarki) ma podstawę w danych pochodzących z obszaru energetyki WEK (górnictwo węgla kamiennego - kolumna b, elektroenergetyka, Energoprojekt Katowice - kolumna c), czyli w gruncie rzeczy jest to wynik „rzutowania” z jednej strony oraz z drugiej trajektorii rozwojowej energetyki typu naśladowczego (*business as usual*), zwłaszcza w zakresie produkcji energii elektrycznej. Dane wskazują jednoznacznie na bardzo głębokie nieskoordynowanie zdolności wydobywczych kopalń i zdolności produkcyjnych bloków wytwórczych. W szczególności z danych wynika, że już w 2030 r. import węgla kamiennego na potrzeby elektroenergetyki WEK zrówna się z krajowym osiągalnym wydobyciem (jeśli założyć, że do 2030 r. węgiel kamienny zostanie wyparty z segmentu rozproszonych źródeł ciepła (gospodarstwa domowe, budynki użyteczności publicznej, MSP), a takie założenie jest w pełni racjonalne). Scenariusz zrównania krajowego wydobycia oraz importu węgla kamiennego w horyzoncie 2030 ma potwierdzenie w rosnącej szybko liczbie oszacowań poświęconych temu tematowi (np. [4,5]).

Ograniczenie się w niniejszym raporcie do bezinwestycyjnych zdolności wydobywczych polskich kopalń węgla kamiennego ma przyczynę w sytuacji na światowym rynku tego węgla (roczny rynek - ponad 7 mld ton; główni producenci, to Chiny - 3,5 mld ton, USA - 0,9 mld ton, Indie - 0,6 mld ton, Australia - 0,5 mld ton,

Indonezja 0,4 mld ton, RPA - 0,3 mld ton, Rosja - 0,3 mld ton). Otóż ceny węgla importowanego *loco* elektrownia są w Polsce około 25% niższe niż węgla polskiego (mimo, że polski węgiel tylko w minimalnym stopniu jest obciążony kosztami kapitałowymi inwestycji rozwojowych, bo polskie górnictwo od 1989 r. praktycznie podlega tylko restrukturyzacji, a inwestycje rozwojowe są zaniechane). Te „nożyce” cenowe (wydobycie krajowe - import), będą się rozwierać w kolejnych latach (z wielu powodów), a to z kolei w długim horyzoncie pociągnie za sobą bardzo głębokie rozwarcie „nożyc” bilansowych, które będą znacznie większe niż to wynika bezpośrednio z tab. 3.

Powodem jest zużycie węgla kamiennego poza energetyką WEK. Obecnie to zużycie, w skali rocznej, wynosi: ciepłownictwo rozproszone - około 12 mln ton, koksownictwo i hutnictwo - około 12 mln ton, energetyka przemysłowa - około 4 mln ton. Zakładając zatem całkowitą eliminację węgla kamiennego w ciepłownictwie rozproszonym (a to jest nieuchronne ze względu na dokonujący się przełom w postrzeganiu smogu, jako zjawiska społecznie bardzo szkodliwego) należałoby się liczyć w 2030 r. z importem węgla kamiennego wynoszącym około 30 mln ton.

Najważniejszym powodem niekorzystnej sytuacji polskiego górnictwa (cechującego się niską wydajnością) jest na obecnym etapie całkowicie asymetryczna sytuacja w zakresie dostępu do kapitału. Polskie górnictwo jest odcięte od kapitału, w szczególności dotyczy to Polskiej Grupy Górniczej. Taka sytuacja pogłębia oczywiście spadek możliwości wydobywczych polskiego górnictwa (efekt wydobycia „rabunkowego”; w latach 1990-2011 wydobyto w Polsce około 2 mld 350 mln ton węgla kamiennego, a ubytek w zasobach geologicznych bilansowych wyniósł aż 17 mld ton, zatem niecałe 14% geologicznych zasobów bilansowych jest wydobywanych na powierzchnię).

Z kolei komercyjne finansowanie bankowe (w postaci kredytów i gwarancji bankowych) górnictwa światowego wzrosło w latach 2005-2011 o 400% i osiągnęło poziom 120 mld €. Dla polskiego górnictwa, z udziałem w rynku światowym poniżej 1%, oznacza to definitywny wyrok „skazujący”. Po pierwsze dlatego, że w skali światowej polskie górnictwo nie ma znaczenia. Po drugie dlatego, że Polska nie ma szans na złagodzenie unijnego stanowiska dotyczącego konkurencji, ogólnie, w stosunku do górnictwa wyrażającego się decyzją 2010/787. Dlatego, bo w UE górnictwo węgla kamiennego, oprócz polskiego, praktycznie już nie istnieje (łączne wydobycie w Niemczech, Czechach i Hiszpanii, przeznaczone do całkowitej likwidacji do 2022 r., wynosi 60% wydobycia polskiego).

Otóż, już sama forma zastosowanej regulacji prawnej ma tu znaczenie (mianowicie, decyzja obowiązuje bezwzględnie, czyli inaczej niż dyrektywa, której sposób wdrożenia zależy od kraju członkowskiego).

Tabela 3. Polskie dane dla WEK (2015 r.) [5]

	Górnictwo i wydobywanie (w tym wydobywanie węgla kamiennego i brunatnego)	Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę
Podmioty gospodarcze	2083 (47)	3166
Przychody, mln zł	55 312 (28420)	202 503
Wynik finansowy brutto, mln zł	-7680 (-4875)	-1984
Zatrudnienie, tys.	148 (91)	125
Średnie miesięczne wynagrodzenie brutto, zł	6837 (7162)	6547

Zatem Polska nie ma marginesu na złagodzenie regulacji, a to oznacza, że wszystkie nieefektywne kopalnie muszą być zamknięte najpóźniej do końca 2018 r. Do końca 2026 r. musi być natomiast wyeliminowana pomoc na pokrycie kosztów specjalnych (koszty specjalne są związane przede wszystkim z subsydiami do emerytur i rent górniczych; ten rodzaj wsparcia, wynoszący ponad 4 mld PLN rocznie, jest w ostatnich latach główną formą wsparcia, inne zostały już praktycznie wyeliminowane). Oczywiście, zgodnie z decyzją 2010/787 (dotyczącą ograniczenia jednostkowej emisyjności źródeł do 0,55 t/MWhe) nie ma też żadnych prawnych szans wsparcia inwestycji początkowych w górnictwie.

Inwestycja¹ w ujęciu szerokim powinna uwzględniać dane dla WEK z 2015 r. (potwierdzające podaną powyżej tezę) na podstawie których widać, że kondycja branż związanych z wydobywaniem węgla oraz z wytwarzaniem i zaopatrywaniem w energię elektryczną jest bardzo zła, o czym świadczą przede wszystkim ujemne wyniki finansowe brutto.

Usytuowanie Inwestycji¹ w krajowej strukturze bilansu energetycznego w horyzoncie 2050 – bez elektrowni węglowych

Struktury polskiego bilansu wytwórczego energii elektrycznej potrzebnej do pokrycia w 2050 r. zapotrzebowania na energię użyteczną jest wynikiem prowadzonych badań możliwości pokrycia zapotrzebowania bez elektrowni jądrowych i węglowych. W przypadku elektrowni jądrowych uznaje się, że jej program jest całkowicie nierealistyczny. Decydują o tym co najmniej cztery uwarunkowania. Po pierwsze, jest to globalny i unijny odwrót od energetyki jądrowej (od współczesnych technologii w postaci bloków PWR, zwłaszcza bloków klasy 1600 MW). Po drugie, polska elektroenergetyka nie ma kompetencji i nie ma zdolności kapitałowych do realizacji programu energetyki jądrowej. (Pokazuje to dobitnie historia programu, ogłoszonego przez premiera Donalda Tuska w grudniu 2008 r. Zgodnie z ogłoszoną decyzją pierwsza elektrownia jądrowa miała być w Polsce uruchomiona w 2020 r. Po dziewięciu latach „realizacji” programu rząd przesunął datę uruchomienia pierwszego bloku jądrowego – nie elektrowni składającej się z dwóch bloków – poza 2030 r.). Po trzecie, energia elektryczna z elektrowni jądrowych jest, po przesłaniu jej do odbiorców, najdroższą energią (jest droższa od

energii produkowanej w źródłach węglowych i znacznie droższa od energii produkowanej w źródłach OZE). Po czwarte, elektrownie jądrowe są Polsce niepotrzebne (istnieje możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię użyteczną energią wyprodukowaną na mono rynkach energii elektrycznej OZE [2]). Dlatego w badaniach stanowiących przedmiot raportu nie uwzględnia się energetyki jądrowej.

W badaniach symulacyjnych struktury bilansu wytwórczego (strona podażowa na mono rynkach energii elektrycznej) umożliwiającego pokrycie zapotrzebowania na energię użyteczną (strona popytowa obejmująca wszystkie usługi energetyczne: związane tradycyjnie z użytkowaniem energii elektrycznej, ale także ciepłownicze, transportowe i procesowe w przemyśle) nie uwzględnia się także energetyki węglowej, zarówno na węgiel kamienny jak i brunatny. W tym wypadku decydujące znaczenie mają czynniki podobne do tych, które są charakterystyczne dla energetyki jądrowej, chociaż występują one z mniejszym nasileniem (poza tym trzeba uwzględnić, że w wypadku energetyki jądrowej jest ciągle wybór odstąpienia od jej budowy, chociaż przy stale rosnących kosztach; w wypadku elektroenergetyki węglowej problem polega natomiast na jej optymalnym wygaszeniu).

Analizując podkreśla się cztery uwarunkowania. Po pierwsze, elektroenergetyka węglowa jest w fazie unijnej/europejskiej i globalnej strukturalnej likwidacji. Podkreśla się, że na szczycie klimatycznym COP23 w Bonn doszło do zawiazania przez Wielką Brytanię i Kanadę koalicji 19 państw - koalicja obejmuje, poza inicjatorami, między innymi: Francję i Włochy, ponadto Holandię, Danię, Finlandię i Austrię, ale także Meksyk i inne kraje) na rzecz stopniowej likwidacji energetyki węglowej już w horyzoncie 2030. Po drugie, polski przemysł dóbr inwestycyjnych dla węglowej elektroenergetyki WEK został już szokowo zredukowany (światowy przemysł jest natomiast w fazie szybkiego zaniku). Tradycyjne wysokie kompetencje polskiej energetyki WEK w obszarze energetyki węglowej gwałtownie wygasają, a zdolności finansowe w obszarze inwestycji w tę energetykę już nie istnieją. Po trzecie, energetyka węglowa WEK definitywnie utraciła konkurencyjność rynkową, o czym dobitnie świadczy rządowa inicjatywa związana z ratunkową ustawą o rynku mocy. Po czwarte, nowe elektrownie węglowe, tak jak i jądrowe są Polsce niepotrzebne (istnieje możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię użyteczną energią wyprodukowaną na mono rynkach energii elektrycznej OZE).

Na powszechne wycofywanie się z energetyki węglowej mają również wpływ takie czynniki jak: coraz większy opór społeczeństwa przed dewastacyjnym wydobyciem węgla brunatnego w kopalniach odkrywkowych, kończące się łatwo dostępne zasoby węgla kamiennego, czyli wzrost ceny wydobycia lub konieczność jego importu a z drugiej strony gwałtowny spadek cen energii pozyskiwanej ze źródeł OZE (np. ceny ogniw PV z prawie 9 \$/W - 2008 r. do poniżej 0,4 \$/W (rynek chiński) i poniżej 0,5 \$/W (rynek europejski) - 2017 r.[6] z prognozowaną dalszą obniżką o 60% do 2030 r. [17]). Dodatkowym czynnikiem jest konieczność dotrzymania międzynarodowych umów klimatycznych (porozumienie klimatyczne w Paryżu, Pakiet zimowy [9]) zobowiązujących do ograniczenia emisji CO₂ z paliw kopalnych poniżej ustalonych limitów nie tylko w rozliczeniach rocznych (i w innych okresach rozliczeniowych), w różnych systemach (np. w systemie ETS (ang. Emissions Trading System - System Handlu Emisjami) i non-ETS), ale również poniżej dopuszczalnych jednostkowych limitów dla źródeł wytwórczych (oczywiście, limit 0,55 t CO₂ na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej [9] eliminuje całkowicie z rynku źródła węglowe).

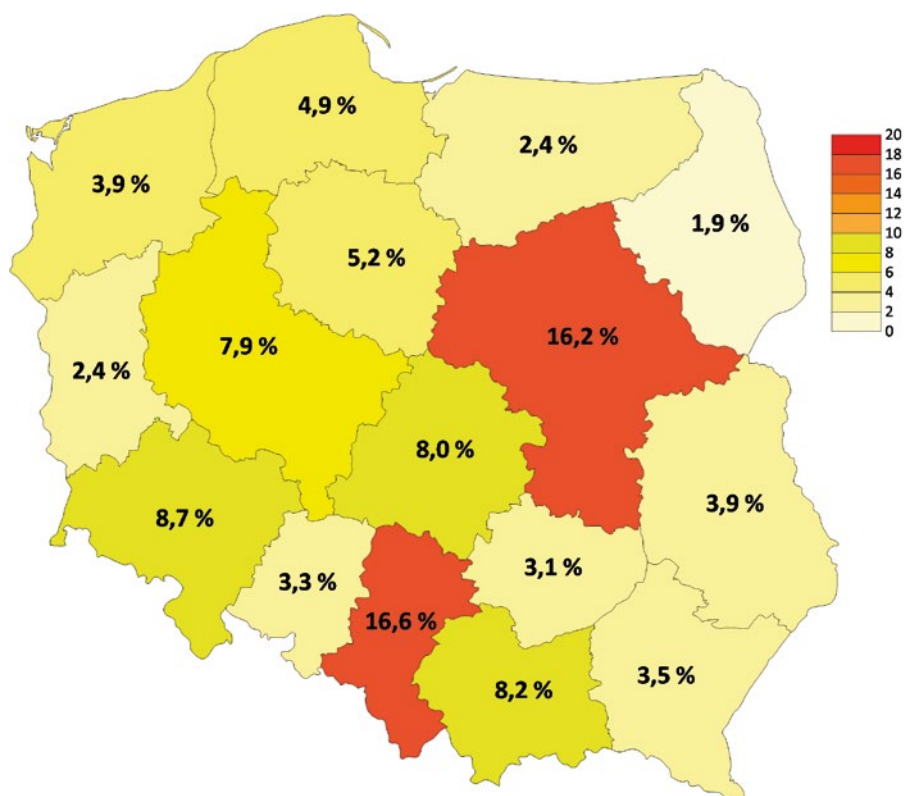
Zaproponowana struktura bilansu wytwórczego dla Polski w horyzoncie 2050 (tab. 4) obliczona jest przy założeniu pracy na „miedzianej płycie” i nie uwzględnia sieci energetycznych. Stanowi jednak bazę do przeprowadzenia analizy bilansu energii w poszczególnych województwach.

Tabela 4. Struktura krajowego bilansu wytwórczego 2050 [2]

Technologia	Produkcja, TWh/rok	Moc, GW	Wykorzystanie, h/rok
Źródła PV	23 (12%)	24,5	930
Elektrownie wiatrowe lądowe	53 (27%)	27,0	1960
Elektrownie wiatrowe morskie	14 (7%)	4,0	3630
Inne źródła OZE	22 (11%)	4,4	5000
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	26 (13%)	3,3	8000
Bloki <i>combi</i>	33 (17%)	6,0	5570
Elektrownie dieslowskie	25 (13%)	6,5	3820
SUMA	196 (100%)	74,0	

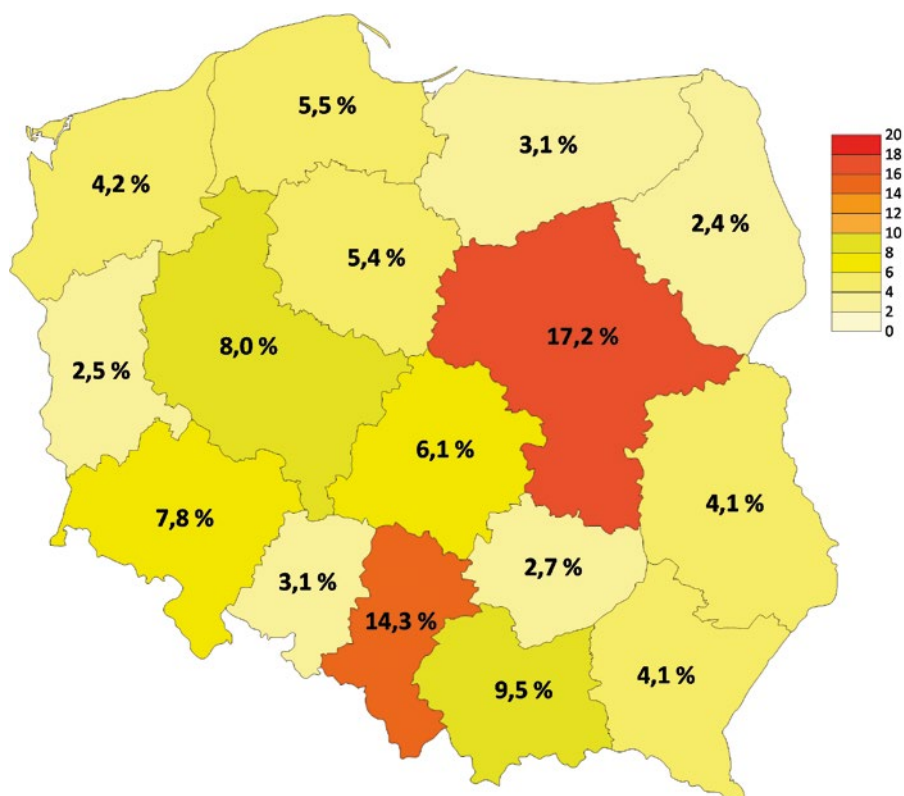
Zapotrzebowanie energii elektrycznej z podziałem na województwa w horyzoncie 2050

Punktem wyjściowym jest aktualna (2015 rok) struktura zapotrzebowania energii elektrycznej z podziałem na województwa (rys. 1). W strukturze tej, opracowanej na podstawie danych GUS [5], uwzględnia się energię zapotrzebowaną m.in. przez przemysł i budownictwo (50 TWh), górnictwo i kopalnictwo (8,7 TWh), transport (4,3 TWh), dostawy wody i gospodarowanie odpadami (2,7 TWh), a także sektor drobnych przedsiębiorców (71 TWh), w tym rolnictwo (1,5 TWh) i gospodarstwa domowe (28,2 TWh). Z przeprowadzonej analizy (rys. 1) wynika, że istnieją regiony o bardzo dużym zapotrzebowaniu w szczególności województwo śląskie i mazowieckie. Natomiast uwzględniając powierzchnię województw, największą gęstością zapotrzebowania charakteryzuje się województwo śląskie – ponad 20 MWh/ha/rok. W następnym w kolejności województwie małopolskim, gęstość zapotrzebowania wynosi około 8 MWh/ha/rok. Natomiast w województwie podlaskim i warmińsko-mazurskim gęstość zapotrzebowania jest na poziomie 1,5 MWh/ha/rok. Taki nierównomierny rozkład zapotrzebowania może powodować konieczność przesyłu energii pomiędzy województwami w szczególności uwzględniając korytarze infrastrukturalno-urbanistyczne [2].



Rys. 1. Zapotrzebowanie (%) energii elektrycznej w województwach, 2015

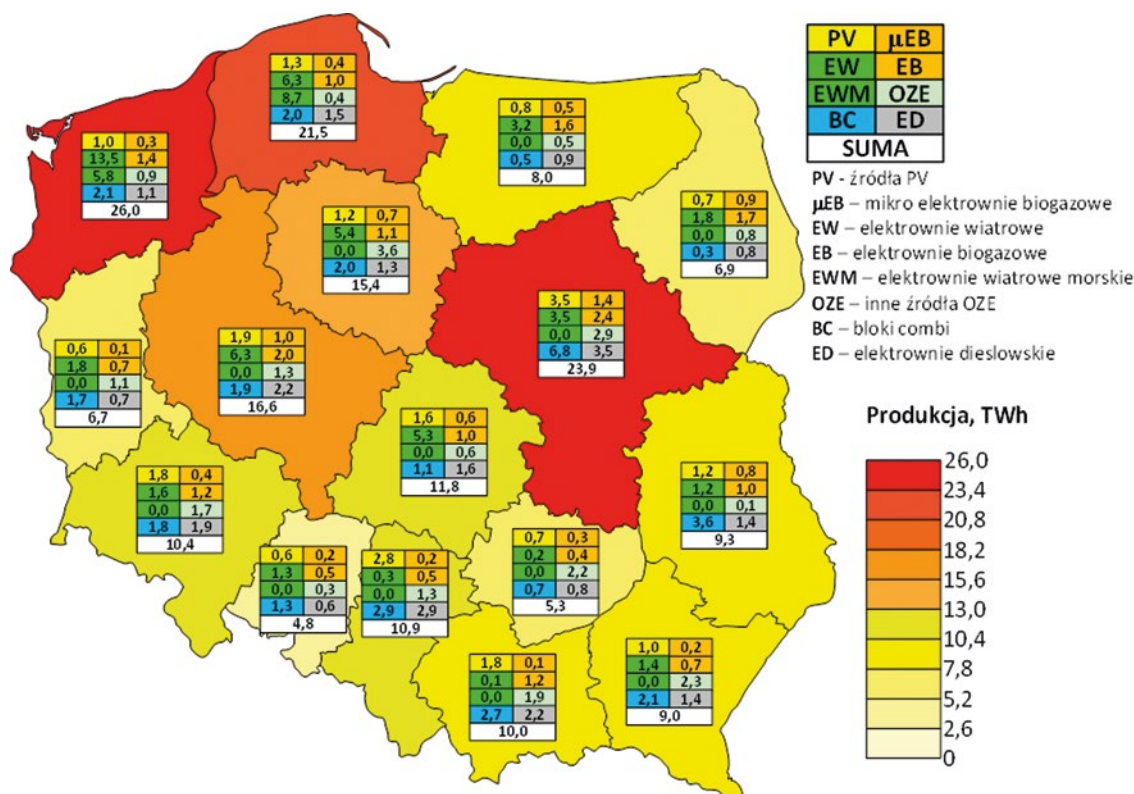
Aktualna (koniec 2016 r.) moc koncesjonowanych źródeł OZE wynosi prawie 8,5 GW [10] (przy całkowitej mocy dysponowanej systemu KSE wynoszącej ponad 41 GW [11]). W źródłach tych w 2016 r. wyprodukowano około 20 TWh energii (całkowita produkcja w Polsce to około 162 TWh), co plasuje Polskę dopiero na 21 miejscu [12] pod względem produkcji energii w źródłach OZE w Europie. Utrzymanie warunków porozumień klimatycznych [13] Unii Europejskiej wymaga więc znacznego przyspieszenia inwestycji w źródła odnawialne. Z drugiej strony światowe inwestycje w źródła odnawialne, wśród których dominują Chiny, ale również USA, Niemcy i Indie, biją kolejne rekordy. W 2016 roku moc zainstalowanych źródeł OZE na świecie wzrosła o 161 GW, co stanowi wzrost o 8,7%. Pod koniec 2016 roku na świecie moc zainstalowanych źródeł przekroczyła poziom 2 TW [14]. Przedstawiane w raporcie [14] analizy rozwoju technologii OZE pozwalają postulować, że trend ten się utrzyma wypierając ze struktury bilansu wytwórczego w szczególności elektrownie węglowe. Również w Polsce wzrasta liczba źródeł prosumenckich, których po II kwartale 2017 r. było ponad 20 tysięcy (w większości źródła PV) o łącznej mocy prawie 128 MW. Warto podkreślić, że tylko w II kwartale 2017 r. przyłączono do sieci ponad 3,2 tysiąca mikro instalacji o mocy ponad 21 MW.



Rys. 2. Antycypowane zapotrzebowanie (%) energii elektrycznej w województwach, 2050

Do analizy rozkładu zapotrzebowania w horyzoncie 2050 zostały uwzględnione dwa procesy transformacyjne charakterystyczne dla rynku energii elektrycznej [2]. Proces pierwszy obejmuje zmianę współczesnego rynku energii (przede wszystkim przez zwiększenie efektywności energetycznej), elektryfikację ciepłownictwa (pasywizacja budownictwa, pompy ciepła) i elektryfikację transportu (samochód elektryczny). W procesie drugim następuje zastąpienie produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych przez produkcję w źródłach OZE wspieraną dwoma transferami paliw (gazu z rynku ciepłownictwa i ropy naftowej z rynku usług transportowych). Biorąc pod uwagę przedstawione procesy postuluje się zmniejszenie zapotrzebowania w przemyśle w szczególności w górnictwie węgla. Wzrosną natomiast zapotrzebowanie na energię elektryczną w obszarach wiejskich (z 37 TWh do 57 TWh) oraz w miastach (z 57 do 90 TWh). W horyzoncie 2050 (rys. 2) zmniejszy się więc zapotrzebowanie, w porównaniu do 2015 roku, w południowej Polsce, w szczególności w województwie śląskim, natomiast wzrośnie w Polsce centralnej i północnej. Należy jednak podkreślić, że zmiany te nie przekraczają 3% zapotrzebowania liczonego dla całego kraju.

Do wyznaczania struktury produkcji energii elektrycznej w województwach została wykorzystana struktura bilansu wytwórczego zebrana w tab. 4. Na podstawie obliczonej (na miedzianej płycie) struktury bilansu wytwórczego wyznaczono produkcję w województwach uwzględniając charakterystyczne dla nich zasoby energii odnawialnej. Rozpatrzono osiem charakterystycznych dla segmentu EP (energetyka prosumencka) i NI (niezależni inwestorzy) technologii.

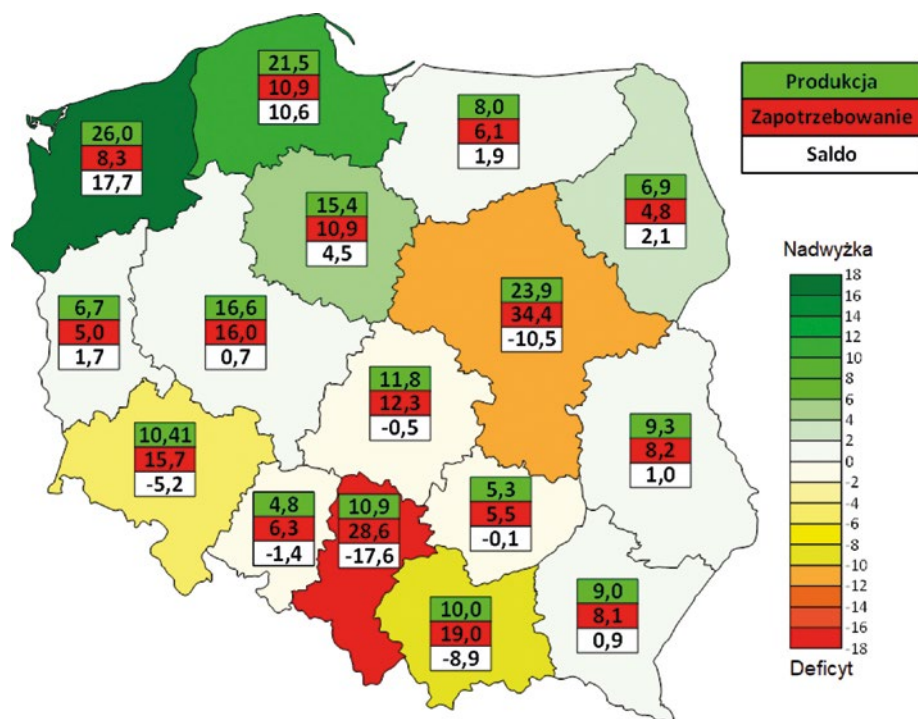


Rys. 3. Antycypowana struktura produkcji energii elektrycznej (TWh) w województwach, 2050

Dla każdej technologii przyjęto założenia wynikające z położenia geograficznego, ludności powierzchni czy struktury gospodarstw rolnych. Do wyznaczenia rozmieszczenia technologii w poszczególnych województwach wykorzystano informacje statystyczne [4] ściśle związane z technologią. Uwzględniono następujące technologie:

1. **Źródła PV (PV)** – struktura budynków mieszkalnych, przyjmuje się, że źródła PV są w przeważającej większości montowane na dachach budynków u prosumentów (EP).
2. **Mikro elektrownie biogazowe (μEB)** – rozmieszczenie gospodarstw rolnych o powierzchni od 10 do 100 ha, elektrownie biogazowe 10 kW – 40 kW produkujące energię na potrzeby własne gospodarstw (EP).
3. **Elektrownie wiatrowe (EW)** – aktualne rozmieszczenie elektrowni wiatrowych, pośrednio mapa wietrzności w Polsce (NI).
4. **Elektrownie biogazowe (EB)** – rozmieszczenie gospodarstw o powierzchni powyżej 100 ha oraz struktura chowu i uboju zwierząt, elektrownie biogazowe klasy 1 MW ($2 \times 0,5$ MW) z zasobnikiem 8 MWh_h (NI).
5. **Elektrownie wiatrowe morskie (EWM)** – przyłączenie 60% mocy województwo pomorskie (Trójmiasto, Słupsk), 40% województwo zachodniopomorskie (Świnoujście, Kołobrzeg).
6. **Inne elektrownie OZE (OZE)**, głównie elektrownie wodne i gaz z wysypisk i oczyszczalni.

7. **Bloki *combi* (BC)** - struktura wykorzystania gazu przez przemysł, małe bloki *combi* produkujące w większości energię elektryczną i ciepło na potrzeby własne zakładów przemysłowych (EP).
8. **Elektrownie *diesłowskie* (ED)** - struktura ludności, elektrownie *diesłowskie* powiązane są z infrastrukturą stacji benzynowych w miastach, czyli pośrednio z ludnością (NI).

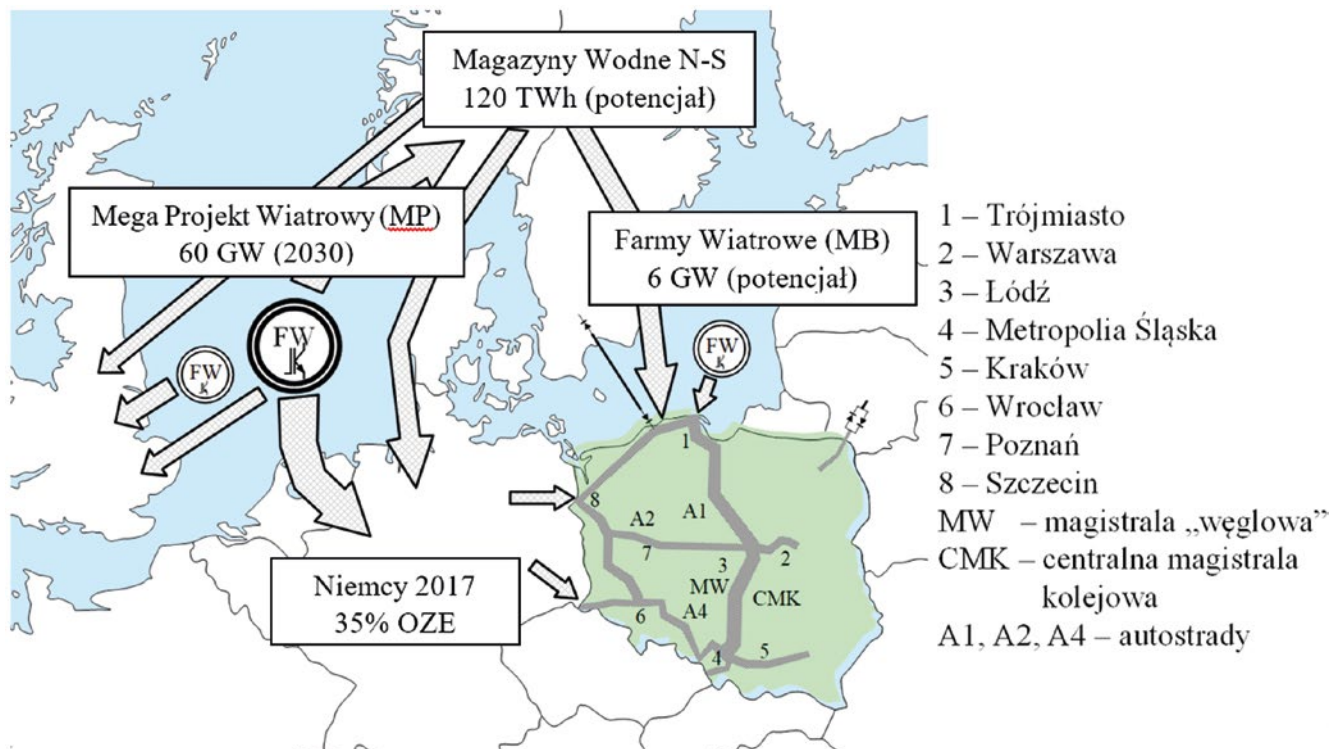


Rys. 4. Antycypowane bilanse energii elektrycznej (TWh) w województwach, 2050

Uwzględniając zapotrzebowanie (rys. 2) oraz produkcję (rys. 3) w poszczególnych województwach możliwe jest wyznaczenie bilansu energetycznego w horyzoncie 2050 (rys. 4). Wynika z niego, że 9 województw charakteryzuje się stosunkowo dobrym zbilansowaniem energii (nadwyżka lub deficyt nie przekracza 2 TWh). Istnieje duża nadwyżka energii w województwach północno-zachodnich (zachodniopomorskie, pomorskie i kujawsko-pomorskie), spowodowane w głównej mierze przez elektrownie wiatrowe. Natomiast duży deficyt występuje w czterech województwach (śląskie, mazowieckie, małopolskie i dolnośląskie). Stosunkowo duży deficyt energii w województwie mazowieckim nie stanowi przesłania do inwestycji w elektrownie węglowe, ale raczej do konieczności doposażenia sieci pozwalających na przesłanie taniej energii z elektrowni wiatrowych morskich i z województw z dodatnim saldem (północno-zachodnia Polska).

W tym kontekście należy jeszcze rozważyć dwa szczególne uwarunkowania praktyczne. Pierwsze dotyczy usytuowania KSE w północnoeuropejskiej strefie rynku energii elektrycznej (rys. 5), gdzie w 2017 r. zachodzą niezwykle istotne zmiany związane z mega projektami *offshore* na Morzu Północnym realizowanymi przez inwestorów w środowisku politycznym tworzonego przez zainteresowane rządy (głównie Niemiec, Wielkiej Brytanii, Belgii, Danii), z uwzględnieniem

potencjału magazynów wodnych w energetyce wodnej Norwegii, a także Szwecji. Oczywiście, Polska ze swoim potencjałem *offshore* na Morzu Bałtyckim jest w strefie „zasięgu” mega projektów na Morzu Północnym, zarówno poprzez magazyny norwesko-szwedzkie oraz podmorski układ przesyłowy SwePol Link, jak i poprzez Niemcy (węzły sieciowe Krajnik i Mikułowa).

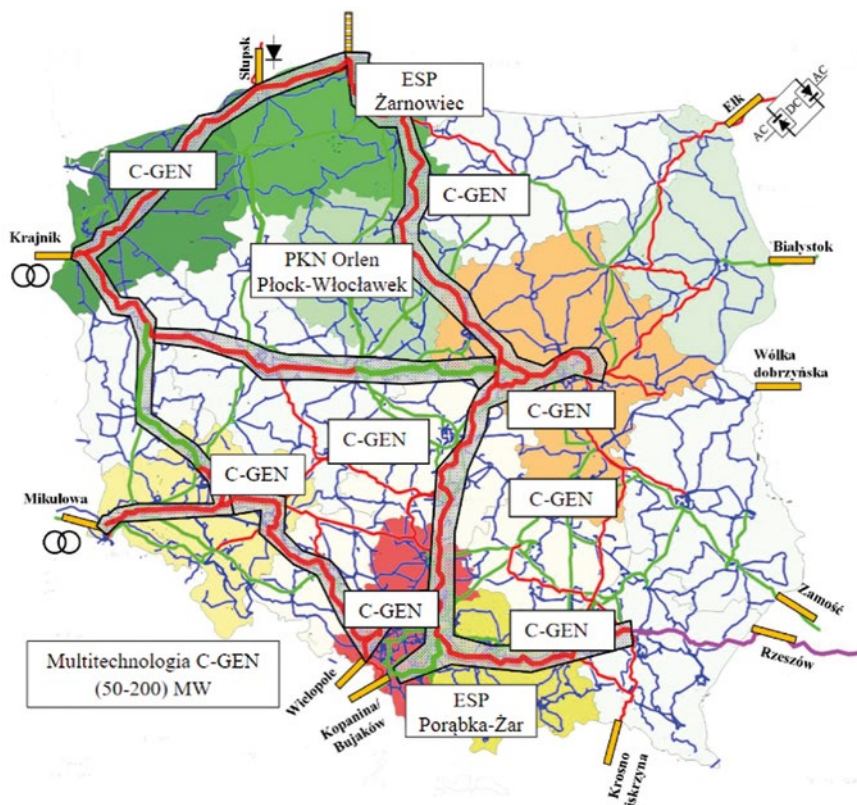


Rys. 5. Antycypacja transformacji KSE i rynku schodzącego między osłonami OK5 i OK4 w kontekście północnoeuropejskiej strefy rynku energii elektrycznej

Drugie szczególne uwarunkowanie praktyczne, powiązane ściśle z pierwszym, jest zilustrowane na rys. 6. Rysunek obrazuje mianowicie powiązanie (pokrywanie się) selektywnych hybrydowych układów przesyłowych (tworzących dwa „oczka”) z siecią korytarzy infrastrukturalno-urbanistycznych, obejmujących główne magistrale kolejowe i autostrady oraz największe miasta i największe zakłady przemysłowe (tworzące również dwa „oczka”). Do korytarzy przedstawionych na rys. 6 należą w szczególności wszystkie miasta, w tym Metropolia Silesia, mające (0,5-2) mln mieszkańców, z (obecnym) rocznym zużyciem na energię elektryczną wynoszącym, bez wielkiego przemysłu (2-8) TWh, każde. Korytarze obejmują także wszystkie największe zakłady przemysłowe, z których każdy zużywa (obecnie) rocznie (0,5-3) TWh energii elektrycznej.

W korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym odwrócone T usytuowany jest najsilniejszy krajowy układ przesyłowy 400 kV: Gdańsk - Pelplin (węzeł przyłączeniowy „zaniechanej” już definitywnie węglowej Elektrowni Północ 2 tys. MW i mającej ciągle warunki przyłączeniowe, ale na razie „oczekującej” na realizację, farmy wiatrowej 200 MW) - Płock - Rogowiec (Bełchatów) - Joachimów (Częstochowa) - Łagisza - Wielopole (Rybnik) - Nosovice (Republika Czeska), z „odgałęziającymi” się liniami 400 kV i 220 kV. Z punktu widzenia tworzenia (w horyzoncie

2050) krajowego mono rynku energii elektrycznej OZE i hybrydowych układów (korytarzy) przesyłowych na tym rynku kluczowe znaczenie ma fakt, że wymieniony, obecnie istniejący, układ 400 kV „spina” elektrownie szczytowo-pompowe Żarnowiec (600 MW) na północy i Żar-Porąbka (500 MW) na południu, a w środkowej części nowe bloki gazowe *combi*: Płock (klasy 600 MW z transformatorową poprzeczną regulacją napięcia) oraz Włocławek (klasy 450 MW).



Rys. 6. Hybrydowe (AC-DC) dostępne korytarze przesyłowe, otwierające polskim strefom/korytarzom urbanistycznym dostęp do północnoeuropejskich zasobów wiatrowych offshore (Morze Północne, Bałtyk) i skandynawskich (Norwegia, Szwecja) wodnych zasobów magazynowych (z tymi zasobami może potencjalnie konkurować multitechnologia C-GEN)

Drugą kluczową sprawą jest stworzenie strategicznej (w horyzoncie 2050) koncepcji rozwojowo-inwestycyjnej kształtowania szkieletowej (w postaci hybrydowych korytarzy przesyłowych tworzących dwa oczka) struktury mono rynku energii elektrycznej OZE na infrastrukturze 400-220-110 kV. W strategii tej ważnymi elementami (oprócz głównego, północ-południe, układu przesyłowego 400 kV) są przesuwniki fazowe na przekroju zachodnim (niemieckim) w węzłach: południowym (Mikułowa) i północnym (Krajnik), a także układ SwePol Link na północnym przekroju skandynawskim (układ przesyłowy DC o przepustowości 600 MW i sekundowych zdolnościach regulacyjnych w zakresie Ponadto ważne jest wpisanie do strategii (zaprojektowanie) mechanizmów rynkowych umożliwiających konkurencję między dostępem do zasobów *offshore* (mega projekty na Morzu Północnym i „polskie” projekty na Morzu Bałtyckim) oraz dostępem do zasobów multitechnologii C-GEN [2] (w ostatnim wypadku chodzi o uwzględnienie w strategii komercjalizacji C-GEN).

Inwestycja¹ na mapie działań zagrażających polskiej gospodarce (blokujących transformację polskiej energetyki)

Amerykański wkład w transformację energetyki

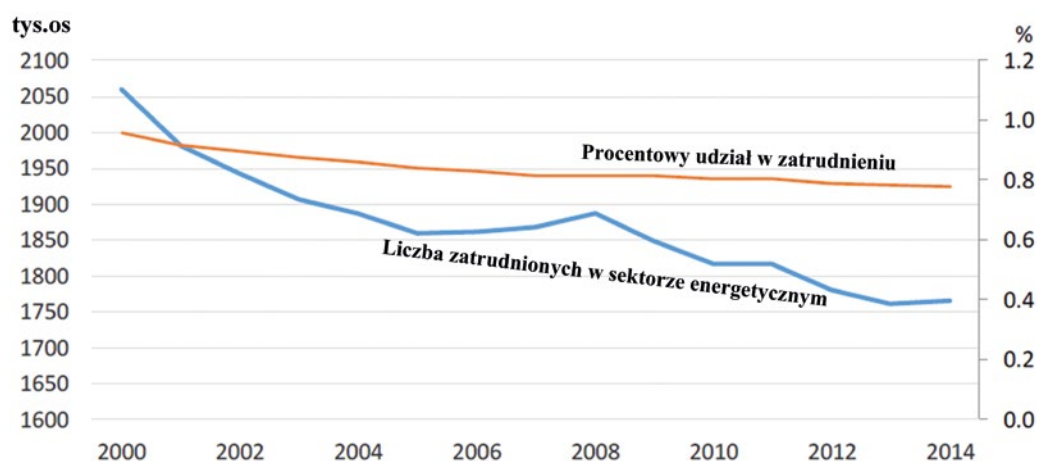
Nie byłoby przełomu w globalnej polityce klimatyczno-energetycznej gdyby nie porozumienie amerykańsko-chińskie, korzeniami sięgające kryzysu z 2008 r. na amerykańskim rynku nieruchomości. To wówczas prezydent Barack Obama pozyskał Chiny dla polityki klimatyczno-energetycznej (choć ani USA, ani Chiny nigdy nie podpisały protokołu z Kioto) i między innymi za pomocą inwestycji w energetyce OZE dokonał pobudzenia amerykańskiej gospodarki. Po ośmiu latach (w 2015 r.) USA zanotowały w energetyce historyczną redukcję emisji CO₂ wynoszącą aż 18% (8% względem zużycia energii oraz 10% względem PKB), tab. 9. W tym czasie ceny energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych obniżyły się o 41%, z budynkowych źródeł PV o 54%, a z dużych źródeł PV o 64%, „przebijając” sieciowy parytet cenowy OZE. Zatrudnienie w przemyśle/usługach na rzecz efektywności energetycznej w 2016 r. przekroczyło w USA 2,2 mln pracowników (w przemyśle paliw kopalnych i w elektroenergetyce łączna liczba miejsc pracy była dwukrotnie mniejsza) [2].

Na obecnym etapie zasadnicze znaczenie w procesie kształtowania się nowych usług energetycznych ma przy tym już ogólnie rozumiana alokacja inwestycji prywatnych ze strony podażowej na stronę popytową. Jest to w szczególności rozwój prosumenckich usług energetycznych podążający w naturalny sposób za rozwojem gospodarczym/społecznym, warunkowanym powszechną cyfryzacją. W wypadku USA taką hipotezę roboczą potwierdzają w szczególności strategie firm informatycznych oraz przedsiębiorstw z obszaru najnowszych technologii (przemysł ICT), które niezwykle dynamicznie wykorzystują nowy model energetyki do swojej „wtórnej” (prosumenckiej) elektryfikacji.

Tabela 5. Wyniki wykorzystania energetyki do pobudzenia gospodarki USA po kryzysie na rynku nieruchomości w 2008 r., do opracowania tabeli wykorzystano dane z [2]

Wielkość	Objaśnienie	Efekt
Redukcja emisji CO ₂	8% względem zużycia energii elektrycznej + 10% względem PKB	18%
Obniżka cen OZE	Elektrownie wiatrowe	41%
	Źródła PV budynkowe	54%
	Duże (autonomiczne) źródła PV	64%
Zatrudnienie	Przemysł i usługi w obszarze efektywności energetycznej	2,2 mln
	Przemysł paliw kopalnych, łącznie z elektroenergetyką	1,1 mln

Inwestycję w elektrownię węglową, szczególnie, że o Elektrowni Ostrołęka C oficjalnie mówi się jako o ostatniej inwestycji tego typu w Polsce, należy uznać za inwestycję, która spowoduje po pierwsze blokadę środków, które mogą zostać przeznaczone na rozwój energetyki odnawialnej czy polepszenie efektywności wykorzystania energii, a z drugiej strony ograniczenie inwestycji niezależnych inwestorów w źródła i usługi energetyczne charakterystyczne dla wschodzącego rynku energii elektrycznej. W tym kontekście można przytoczyć dwa przykłady potwierdzające postawioną tezę. Na podstawie danych z raportu [15] można zauważyć (rys. 7), że między rokiem 2000 a 2014 w sektorze paliwowo-energetycznym ubyło 300 tys. miejsc pracy (ok. 15 proc.), co więcej nie zmieniło to poziomu wartości dodanej na pracownika w sektorze.



Rys. 7. Zatrudnienie w sektorze paliwowo-energetycznym w UE [15]

Podobny scenariusz można zaobserwować w ostatnich latach w Polsce dla sektora obejmującego energetykę, górnictwo, gazownictwo i przemysł naftowy. Z raportu można również wywnioskować, że zastąpienie wydobycia paliw kopalnych przez produkcję odnawialnej energii i zwiększenie efektywności energetycznej daje perspektywę zwiększenia PKB i miejsc pracy, kosztem zmniejszenia

zatrudnienia w wydobywaniu paliw kopalnych. Wynika z tego jednoznaczna konkluzja, że to energetyka odnawialna napędza inwestycje, a co za tym idzie wpływa na zwiększenie zatrudnienia, w przeciwieństwie do górnictwa i energetyki węglowej, w której widać silną redukcję zatrudnienia.

Drugi przykład dotyczy wyników finansowych brutto sektorów związanych z WEK (tab. 6). Na podstawie danych opublikowanych przez GUS w ciągu dziesięciu lat (od roku 2005 do roku 2015) wynik finansowy brutto w górnictwie i wydobywaniu oraz wytwarzaniu i zaopatrywaniu w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę pierwszy raz w roku 2015 był ujemny.

Tabela 6. Wynik finansowy brutto WEK (mln PLN) [5]

Rok	Górnictwo i wydobywanie	Wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę
2005	5136	6186
2010	8183	17 950
2014	115	23 786
2015	-7680	-1985

Natomiast w 2016 roku sektor energetyki wiatrowej w Europie przyniósł dochód całkowity wynoszący 36 mld €. Należy podkreślić, że wartość dodana w dużej części dotyczyła podmiotów europejskich i miała istotny wpływ (zarówno bezpośredni, jak i pośredni) na PKB (rys. 7).

Tabela 7. Alokacja wartości dodanej dla sektora energetyki wiatrowej w Europie (2016 r.) (mld €) [17]

Deweloperzy elektrownie lądowe	12,7	Dochód → 55,6	Wkład bezpośredni PKB (22,3)	Nadwyżka brutto (15,8)	Podatek (2,0)	Dochód całkowity (36,1)
Deweloperzy elektrownie morskie	4,0			Wynagrodzenie pracowników (6,5)	Finansowanie długu i kapitału własnego (13,8)	
Produkcja turbin wiatrowych	16,6					
Produkcja komponentów	6,3		Wkład pośredni PKB (13,8)	Płatności dla dostawców europejskich (26,9)		
Usługodawcy	4,8					
Konstrukcje elektrownie morskie	3,4		Płatności dla dostawców spoza Europy (5,4)			
Eksport usługi, technologie	7,8		Inne podatki (1,0)			

Destrukcyjna rola Inwestycji¹ w kontekście endogenicznego modelu rozwojowego Ostrołęki (miasta) i powiatu ostrołęckiego (traktowanych łącznie)

Jeszcze raz należy podkreślić, że Polska utraciła kompetencje związane z budową elektrowni węglowych, chociaż z drugiej strony nie są już one tak istotne, ze względu na przestarzałą, jak na obecne czasy technologię. Dlatego budowa Inwestycji¹ wpłynie w dużej mierze na ograniczenie rozwoju mikroregionu ostrołęckiego. Zablokuje innowacyjne rozwiązania charakterystyczne dla wschodzącego rynku energii elektrycznej, w tym projekty, budowę i utrzymanie źródeł OZE, ale także usługi energetyczne, które głównie skupiają się na wykorzystaniu nowoczesnych rozwiązań - zarówno z sektora ICT (ang. Information and Communication Technologies - technologie informacyjno-komunikacyjne), jak i technologii informatycznych, na przeksztaltnikach energoelektronicznych kończąc. Spada zatrudnienie w sektorze paliwowo-energetycznym, a wyniki finansowe firm powiązanych z WEK są bardzo słabe. W tym samym czasie przedsiębiorstwa powiązane z OZE (produkcja komputerów, wyrobów elektronicznych, urządzeń elektrycznych oraz naprawa, konserwacja i instalowanie maszyn i urządzeń) wykazują się coraz lepszymi wynikami finansowymi (tab. 8).

Tabela 8. Wynik finansowy brutto przedsiębiorstw powiązanych z OZE (mln PLN) [5]

Rok	Produkcja komputerów, wyrobów elektronicznych i optycznych	Produkcja urządzeń elektrycznych	Naprawa, konserwacja i instalowanie maszyn i urządzeń
2005	541	1564	659
2010	1176	2645	967
2014	1317	1930	1458
2015	1482	3174	1578

Inwestycję1 należy traktować jako zdecydowanie zbyt dużą jak na potrzeby mikroregionu ostrołęckiego. Jest to inwestycja na skalę kraju, którą z dużym prawdopodobieństwem będą budowały firmy spoza kraju, a nawet spoza Europy. Węgiel będzie dostarczany ze Śląska przez dziesięć lat (10.01.2018 podpisany aneks do umowy z PGG na dostawy w wysokości 750 tys. ton węgla rocznie do 2030 roku), a w kolejnych latach będzie wymagany szybko rosnący import. Energia produkowana będzie na potrzeby kraju, a w niewielkim tylko zakresie na potrzeby mikroregionu ostrołęckiego.

Alternatywna Inwestycja2, a w szczególności Inwestycja3, może spowodować rozwój regionu, ponieważ dedykowana jest dla lokalnych odbiorców energii. Przykładowo, łańcuch wartości i usług dla źródeł PV (rys. 8) przyczynia się do rozwoju wielu gałęzi przemysłowych od produkcji komponentów i urządzeń, przez projekty, instalacje i utrzymanie na utylizacji kończąc.



Rys. 8. Łańcuch wartości i usług źródeł PV [16]

Alternatywa dla Inwestycji1 na rynku energii elektrycznej: równoważna (w ujęciu bilansowym) struktura źródeł OZE (Inwestycja2)

Inwestycja2 zakłada produkcję energii w źródłach OZE równoważną Inwestycji1. W Inwestycji2 zakłada się strukturę bilansu energetycznego OZE wynikającą z przeprowadzonej analizy dla mikroregionu ostrołęckiego opisanego w punkcie 6 (deficyt 15%). Struktura ta charakteryzuje się dużym udziałem elektrowni biogazowych, o stosunkowo dużych nakładach inwestycyjnych, jak i kosztach zmiennych i serwisu. Przeanalizowano dwa scenariusze pracy elektrowni różniące się czasem wykorzystania mocy znamionowej (3000 h/r. oraz 5000 h/r).

Tabela 9. Wybrane wskaźniki Inwestycji1 i Inwestycji2

	Nakład inwestycyjny mln zł/MW	Koszt zmienny, koszt serwisu mln/GWh	Resurs techniczny tys. h/ Czas życia lata	Czas wykorzystania mocy znamionowej, h/r.
Inwestycja1				
Ostrołęka C	6	0,12	350 tys. h	3000/5000
Inwestycja2				
Źródła PV	4	0	25 lat	1000
Elektrownie wiatrowe lądowe	5,5	0,01	25 lat	2000
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	13	0,35	25 lat	5600
Mikro elektrownie biogazowe	30	0,35	25 lat	8000
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	35	0,35	25 lat	5600

Nakłady inwestycyjne źródeł PV szacowane są na poziomie 4 mln zł za 1 MW, przy założeniu wykorzystania instalacji dachowych o mocy dobranej do zapotrzebowania prosumenta oraz przyjmując bezawaryjną pracę przekształtnika fotowoltaicznego w okresie eksploatacji źródła, ale nie uwzględnia się spadku ceny instalacji. Dla takich założeń można przyjąć, że instalacja jest bezobsługowa i nie wymaga serwisowania, a więc koszt eksploatacji jest zerowy. W przypadku elektrowni wiatrowych konieczne jest przeprowadzenie okresowych przeglądów i serwisowań, które zostały wycenione na około 10 tys. za GWh. W przypadku elektrowni biogazowych koszt substratu aktualnie waha się od 150 do 350 zł/MWh, przy czym dolne ceny uzyskuje się w przypadku instalacji służących do utylizacji odpadów. Górna cena uzyskiwana jest w przypadku dedykowanej produkcji roślin energetycznych. W obliczeniach przyjęto górną granicę ceny uwzględniając dodatkowo konieczność serwisowania instalacji w szczególności generatora.

W tab. 9 zebrano wybrane wskaźniki potrzebne do oszacowania ceny energii elektrycznej Inwestycji1 oraz Inwestycji2.

Tabela 10. Porównanie kosztów Inwestycji1 i Inwestycji2 dla rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni węglowej 5000 h/r.

	Moc, MW	Produkcja GWh/r.	Koszt zmienny, koszt serwisu zł/MWh	Koszt uprawnień zł/MWh	Zwrot kapitału zł/MWh	Cena zł/MWh
Inwestycja 1						
Ostrołęka C	1000	5000	120	120	17–120 ²	260–360
Inwestycja2						
Źródła PV	374	374	0	0	160	160
Elektrownie wiatrowe lądowe	985	1971	10	0	110	120
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	79(53) ¹	442	350	0	62	412
Mikro elektrownie biogazowe	55	442	350	0	150	500
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	316(210) ¹	1771	350	0	167	517
Suma	1810	5000	Cena średnia			323³

¹ moc generatora w elektrowniach biogazowych z zasobnikiem równa jest 1,5 razy większa od mocy komory fermentacyjnej, stąd koszt instalacji wynika z jednostkowej mocy komory fermentacyjnej, a nie mocy generatora.

² dla przyjętego czasu zwrotu wynikającego z rezerwy technicznej (70 lat) – dla czasu zwrotu inwestycji 10 lat.

³ cena średnia uwzględniająca podział produkcji w źródłach OZE.

Koszty inwestycji oszacowane są przy uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych oraz kosztów zmiennych dla każdej technologii wytwórczej, a dodatkowo dla Inwestycji 1 również kosztów uprawnień. Cena zł/MWh została obliczona na podstawie zależności:

$$Cena = K_z + K_u + K_{zk}; K_{zk} = \frac{K_i}{P_r \cdot t_z}$$

gdzie: K_z - koszt zmienny,
 K_u - koszt uprawnień,
 K_{zk} - koszt zwrotu kapitału,
 P_r - produkcja roczna,
 t_z - czas zwrotu kapitału.

Porównując bezpośrednio Inwestycję 1 z Inwestycją 2 można zauważyć, że konieczne jest zainstalowanie prawie dwukrotnie wyższej mocy w źródłach OZE, żeby otrzymać podobną produkcję jak w elektrowni węglowej pracującej z czasem wykorzystania mocy szczytowej wynoszącym 5000 h/r. Zwrot kapitału obliczono przyjmując czas życia instalacji OZE wynoszący 25 lat. W przypadku elektrowni węglowych rozpatrzono dwa przypadki: w pierwszym czas zwrotu inwestycji wynika z rezerwy technicznej: 70 lat dla czasu wykorzystania mocy szczytowej 5000 h/r. oraz 116 lat dla 3000 h/r, w drugim przypadku założono czas zwrotu inwestycji wynoszący 10 lat. Do ceny energii pochodzącej z elektrowni węglowych należy doliczyć dodatkowo koszt uprawnień emisji CO₂, który może wynosić 120 zł/MWh (szacowana cena uprawnień emisji po zakończeniu budowy elektrowni) i jeszcze więcej w kolejnych latach.

Tabela 11. Porównanie kosztów Inwestycji 1 i Inwestycji 2 dla rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni węglowej 3000 h/r.

	Moc, MW	Produkcja GWh/r.	Koszt zmienny, koszt serwisu zł/MWh	Koszt uprawnień zł/MWh	Zwrot kapitału zł/MWh	Cena zł/MWh
Inwestycja 1						
Ostrołęka C	1000	3000	120	120	17–200 ²	260–440
Inwestycja 2						
Źródła PV	224	224	0	0	160	160
Elektrownie wiatrowe lądowe	591	1183	10	0	110	120
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	47(32) ¹	265	350	0	62	412
Mikro elektrownie biogazowe	33	265	350	0	150	500
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	190(128) ¹	1063	350	0	167	517
Suma	1086	3000	Cena średnia			323³

¹ moc generatora w elektrowniach biogazowych z zasobnikiem równa jest 1,5 razy większa od mocy komory fermentacyjnej, stąd koszt instalacji wynika z jednostkowej mocy komory fermentacyjnej, a nie mocy generatora.

² dla przyjętego czasu zwrotu wynikającego z rezerwy technicznej (116 lat) – dla czasu zwrotu inwestycji 10 lat.

³ cena średnia uwzględniająca podział produkcji w źródłach OZE.

Kryterium porównawczym Inwestycji1 z Inwestycją2 jest cena energii elektrycznej. Porównanie to jest korzystne dla Elektrowni Ostrołęka C tylko w przypadku przyjęcia czasu zwrotu inwestycji wynikającego z ресурсu technicznego. Należy podkreślić, że oszacowania kosztowe prowadzone są dla aktualnych cen źródeł OZE, ale obecnie badania prowadzone są w kierunku poprawy czasu wykorzystania mocy szczytowej oraz ograniczenia kosztów, więc ceny źródeł będą gwałtownie spadać, a ceny energii produkowanej ze schyłkowej technologii węglowej rosnać, przede wszystkim ze względu na wzrost kosztów emisji oraz kosztu wydobycia i transportu węgla. W analizie nie uwzględniono również kosztów dostarczenia energii do odbiorców, które będą znacznie niższe w przypadku Inwestycji2. W przypadku pracy elektrowni z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej wynoszącym 3000 h/r. uzyskane wyniki są jeszcze bardziej korzystne dla Inwestycji2.

Obliczenia dla Inwestycji1 oraz Inwestycji2 prowadzone są przy pewnych założeniach, które pozwalają porównać dwa modele rozwoju energetyki pod względem szacunkowych kosztów produkcji energii elektrycznej. Należy jednak podkreślić, że porównanie to powinno uwzględniać jeszcze koszty dostarczenia (dystrybucji) energii. Koszty te jakościowo zostały przedstawione na przykładzie taryfy G (2014). W taryfie można rozróżnić 8 składników:

1. zakup energii elektrycznej od wytwórców: . . . **182 PLN/MWh,**
 2. wartość praw majątkowych: **26 PLN/MWh,**
 3. podatki (VAT, akcyza): **136 PLN/MWh,**
 4. koszty własne i marża sprzedawców: **53 PLN/MWh,**
 5. opłata jakościowa OSD: **8,5 PLN/MWh,**
 6. opłata przejściowa KDT: **5 PLN/MWh,**
 7. koszty OSP (opłata stała i zmienna): **29 PLN/MWh,**
 8. koszty OSD (opłata stała i zmienna): **184 PLN/MWh,**
- Razem: 624 PLN/MWh.**

Pod tym względem koszt dostarczenia energii elektrycznej dla Inwestycji2 i Inwestycji3 nie powinien obejmować części kosztów taryfy, ponieważ energia produkowana jest w rozproszonych źródłach w dużej części powiązanych z odbiorcami. Koszty OSD (Operator Systemu Dystrybucyjnego) i OSP (Operator Systemu Przesyłowego) powinny być znacznie niższe (wykorzystywana jest tylko sieć nN i SN). Uwzględniając, że podatki w takiej czy innej postaci powinny wpłynąć do budżetu państwa, przyjmuje się pozostawienie ich, ale na poziomie odpowiadającym nowej cenie energii elektrycznej. Opłata przejściowa KDT (z tytułu przedterminowego rozwiązania Kontraktów Długoterminowych) została już zlikwidowana. Prawa majątkowe, związane są ze wsparciem źródeł OZE, mających obecnie około 15% udział w produkcji energii. W przypadku Inwestycji2 i Inwestycji3, czyli pełnej produkcji w źródłach OZE, prosumenci/inwestorzy powinni otrzymać pełne wsparcie (zwiększy to lokalne przychody). Utrzymana natomiast powinna być opłata jakościowa.

Elektrownia Ostrołęka C ma podpisaną umowę o przyłączenie, ale wymagana jest rozbudowa sieci uwzględniona w planach PSE: Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów. Aktualnie przetarg nie jest jeszcze rozstrzygnięty (szacunkowy koszt rozbudowy około 400 mln). Koszty związane z rozbudową linii również wpływają na cenę energii produkowanej w Inwestycji1.

Porównanie Inwestycji¹ i Inwestycji² na rynku zatrudnienia (miejsc pracy)

Intensywny rozwój energetyki odnawialnej przekłada się bezpośrednio na wzrost zatrudnienia związanego bezpośrednio i pośrednio z OZE. Szacuje się, że aktualnie (koniec 2017 roku) liczba osób związanych zawodowo z sektorem OZE przekroczyła 9,8 mln (tab. 12) i wzrosła o 1,1% w porównaniu z rokiem poprzednim [17], przy jednoczesnym spadku zatrudnienia w sektorze paliwowo-energetycznym (rys. 8.). Pod względem liczby etatów najwięcej z nich dotyczy źródeł PV. Jest to spowodowane małymi mocami jednostkowymi oraz dużym rozproszeniem instalacji, ale również w tej dziedzinie dokonuje się największy postęp związany zarówno z ceną instalacji (obniżenie ceny ogniw o ponad 2000% w ciągu 9 lat - od 2008 r.), jak i możliwościami nie tylko produkcji energii, ale jej aktywnym zarządzaniem. Dodatkowo prawie połowa zatrudnionych pracuje w Chinach, które są niekwestionowanym liderem w instalacji nowych mocy wytwórczych w źródłach OZE.

Tabela 12. Szacowana struktura zatrudnienia związanego bezpośrednio i pośrednio z OZE (2017 r. w tys.) [17]

	Świat	Chiny	Brazylia	USA	Indie	Japonia	EU
Źródła PV	3095	1962	4	242	121	302	115
Biopaliwa	1724	51	783	284	35	3	93
Energia wiatru	1155	509	32	103	61	5	330
Kolektory słoneczne	828	690	43	13	14	1	35
Biomasa	723	180	—	80	58	—	333
Biogas	333	145	—	7	85	—	64
Małe elektrownie wodne	211	95	12	9	12	—	26
Duże elektrownie wodne	1519	312	183	28	236	18	61
Energia geotermalna	182	—	—	35	—	2	117
System CSP	23	11	—	5	—	—	4
SUMA	9823	3955	1058	806	621	330	1225

Natomiast w Polsce w 2015 roku zatrudnienie w Polsce bezpośrednio i pośrednio związane z energią odnawialną przekroczyło 40 tys. (tab. 13). Należy jednak podkreślić, że jest to jedynie 4% etatów związanych z energią odnawialną w Europie. Z drugiej strony co piąta osoba (20%) zatrudniona w sektorze paliwowo-energetycznym w Europie pracuje w Polsce. Dane te pokazują jak mało efektywna jest polska energetyka.

Tabela 13. Zatrudnienie bezpośrednie i pośrednie w Europie i w Polsce w energetyce odnawialnej (2015 r. w tys.) [14]

	EU	Niemcy	Francja	Wielka Brytania	Polska
Energia wiatru	332,3	142,9	22,0	41,1	11,5
Biomasa	314,7	45,4	50,0	22,3	18,8
Pompy ciepła	110,9	16,1	34,7	8,6	0,7
Źródła PV	110,8	31,6	16,2	16,9	1,1
Biopaliwa	95,9	22,8	22,0	3,9	6,0
Biogaz	64,0	45,0	4,4	2,8	0,8
Elektrownie wodne	46,1	6,7	3,9	5,5	1,5
Kolektory słoneczne	37,3	10,6	5,5	0,7	2,8
Odpady	14,4	—	0,6	7,3	—
Energia geotermalna	12,6	1,2	2,8	—	0,1
SUMA	1139,0	322,3	162,1	109,2	43,3

Prowadzone analizy [18] jednoznacznie potwierdzają dalszy wzrost zatrudnienia w sektorze energetyki odnawialnych. Dla przykładu spełnienie postulatów Rady Europy, czyli osiągnięcie zużycia energii pochodzącej ze źródeł OZE od 27% do 35% do 2030 r. wiąże się ze wzrostem od 215 do 335 tys. etatów bezpośrednio i pośrednio związanych z OZE.

Tabela 14. Jednostkowy poziom zatrudnienia związany bezpośrednio i pośrednio z OZE dla UE (2015 r.) [19]

	Produkcja TWh	Zatrudnienie tys.	Zatrudnienie os./GWh
Źródła PV	102	323	3,2
Elektrownie wiatrowe	302	111	0,4
Elektrownie biogazowe	61	64	1,0
	Budowa		Praca
Ostrołęka C	4000	250	

Analizując dane [19,5] można obliczyć średnie zatrudnienie związane z energią odnawialną, a w szczególności trzema technologiami wykorzystanymi do pokrycia zapotrzebowania w Inwestycji3, tj. źródłami PV, elektrowniami wiatrowymi

oraz elektrowniami biogazowymi (tab. 14), jak również szacunkowe jednostkowe zatrudnienie w górnictwie i wydobywaniu przeliczone na wyprodukowanie jednej GWh (tab. 15) energii elektrycznej (w obliczeniach przyjęto 450 kg węgla do uzyskania 1 MWh).

Tabela 15. Jednostkowy poziom zatrudnienia w górnictwie i wydobywaniu (2015 r.) [19, 21, 5]

	Wydobycie mln ton	Zatrudnienie tys.	Pracochłonność os/tys. ton	Pracochłonność os/GWh ¹
Polska	73	91	1,24	0,56
Stany Zjednoczone	814	66	0,08	0,04
Australia	571	41	0,07	0,03

¹ dla założonej produkcji 450 kg/MWh.

Warto dodatkowo porównać pracochłonność (tab. 15) w polskim górnictwie z pracochłonnością górnictwa w USA i Australii, dla których wskaźnik ten jest ponad dziesięć razy niższy. Należy liczyć się zatem z dużym obniżeniem zatrudnienia, jeżeli polskie kopalnie mają być konkurencyjne. Podobna sytuacja występuje, jeżeli porówna się pracochłonność w wybranych polskich i zagranicznych elektrowniach węglowych (tab. 16). Istniejące elektrownie charakteryzują się pracochłonnością prawie pięć razy wyższą.

Bezpośrednie porównanie zatrudnienia w Inwestycji1 oraz Inwestycji2 wykonano na podstawie wskaźników zebranych w tab. 14 do 16. Porównanie wykonano dla dwóch czasów wykorzystania mocy zainstalowanej. Zatrudnienie w inwestycji 1 obliczono na podstawie zależności:

$$Z_{I1} = Z_{ew} + P_r \cdot Cp_{gw}$$

gdzie: Z_{I1} - zatrudnienie w Inwestycji 1,
 Z_{ew} - zatrudnienie w elektrowni (tab. 14),
 P_r - produkcja roczna,
 Cp_{gw} - współczynnik pracochłonności w górnictwie i wydobywaniu (tab. 15).

Natomiast dla inwestycji 2:

$$Z_{I2} = P_r \cdot Cp_{OZE}$$

gdzie: Z_{I2} - zatrudnienie w Inwestycji 2,
 P_r - produkcja roczna,
 Cp_{OZE} - współczynnik pracochłonności w górnictwie i wydobywaniu (tab. 14).

Tabela 16. Zatrudnienie w przeliczeniu na MW w wybranych polskich i zagranicznych elektrowniach węglowych (2010 r.) [22]

	Kraj	Moc MW	Zatrudnienie os	Pracochłonność os/MW	Pracochłonność os/1000 MW
Węgiel brunatny					
Elektrownia Turów	Polska	2106	1800	0,85	855
Elektrownia Bełchatów	Polska	4400	4200	0,95	955
Niederaussem	Niemcy	956	100	0,10	105
SchwarzePumpe	Niemcy	1600	300	0,19	188
Węgiel Kamienny					
ZE Dolna Odra	Polska	1832	1800	0,98	983
Elektrownia Kozienice	Polska	2905	2372	0,82	817
Elektrownia Drax	Anglia	3960	760	0,19	192
Elektrownia Ostrołęka C¹	Polska	1000	250	0,25	250

¹ planowane

Wyniki zebrano w tab. 17. Z przeprowadzonej analizy porównawczej wynika, że dla każdego wariantu szacowane zatrudnienie będzie wyższe dla Inwestycji2. Dodatkowo Inwestycja2 tworzy doskonałe warunki do rozwoju polskich przedsiębiorstw, a co za tym idzie kompetencji związanych z nowoczesnymi technologiami.

Tabela 17. Porównanie zatrudnienia dla Inwestycji1 oraz Inwestycji2 [17]

	Czas wykorzystania mocy zainstalowanej, h/rok			
	5000		3000	
	Produkcja GWh	Zatrudnienie os.	Produkcja GWh	Zatrudnienie os.
Inwestycja1				
Ostrołęka C	5000	3050	3000	1930
Inwestycja2				
Źródła PV	374	1184	224	711
Elektrownie wiatrowe	1971	724	1183	435
Elektrownie biogazowe	2656	2786	1593	1672
Suma	5000	4695	3000	2817

Scenariusz rozwojowy energetyki OZE pożądaný (w kontekście rozwoju endogenicznego) dla mikroregionu: Ostrołęka i powiat ostrołęcki (Inwestycja3)

W ramach raportu przeanalizowano możliwość pokrycia rocznego zapotrzebowania mikroregionu ostrołęckiego lokalnie, za pomocą źródeł OZE. W analizie wykorzystano 15-minutowe profile produkcji źródeł PV oraz elektrowni wiatrowych jak również 15 minutowe profile zapotrzebowania charakteryzujące się rocznym czasem pracy z mocą maksymalną na poziomie 3500 h/r. W strukturze bilansowej uwzględniono jedynie źródła OZE takie jak: dachowe źródła PV, elektrownie wiatrowe klasy 3 MW, jak również elektrownie biogazowe klasy 1 MW z zasobnikiem 8 MWh_n (z trzema generatorami 0,5 MW) oraz mikro elektrownie biogazowe klasy 10-40 kW (część z zasobnikami). Badania bilansu prowadzone są przy założeniu możliwości występowania 5%, 10% oraz 15% deficytu energii w skali roku. Nie uwzględnia się możliwości kształtowania profilu zapotrzebowania poprzez mechanizmy sterujące popytem energii takie jak DSM/DSR, *net metering* czy magazyny energii.

Wynikiem analizy jest antycypowana struktura bilansu wytwórczego zamieszczona w tab. 18, dobrana w taki sposób, żeby ograniczyć deficyt energii do założonego poziomu. W strukturze tej, udział źródeł z produkcją wymuszoną (źródła PV i elektrownie wiatrowe klasy 3 MW produkują około połowę energii. Przy tak dużym udziale produkcji wymuszonej, konieczne staje się zastosowanie zasobów bilansująco regulacyjnych w postaci elektrowni i mikro elektrowni biogazowych z zasobnikami. Stosunkowo duża zainstalowana moc elektrowni biogazowych wynika z rolniczego charakteru powiatu ostrołęckiego i stanowi szansę dla rolnictwa poszukującego alternatywnych źródeł dochodu, w szczególności ze względu na silną redukcję w krótkim horyzoncie (2020) unijnej Wspólnej Polityki Rolnej.

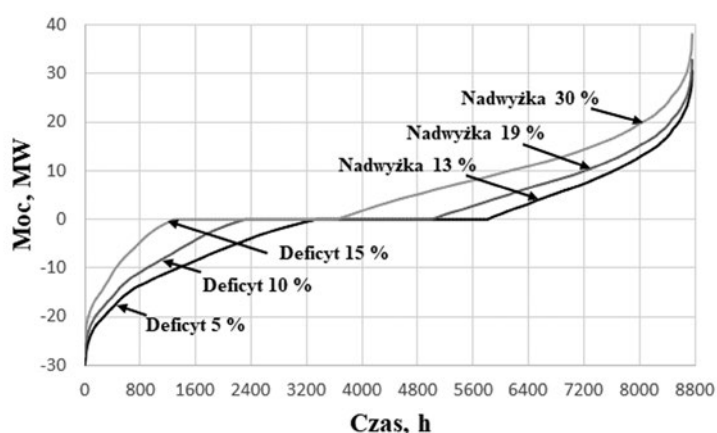
Charakterystyczny sposób pracy elektrowni biogazowych, zakłada stałą produkcję gazu w komorze fermentacyjnej biogazowni oraz ograniczoną pojemność zasobników gazu. Powoduje to, że w przypadku gdy zasobnik jest pełny, elektrownia biogazowa pracuje z mocą znamionową, co jest przyczyną występowania stosunkowo dużych nadwyżek energii szczególnie przy małym deficycie. Należy

jednak podkreślić, że nadwyżka ta może być wykorzystana w ramach sprzedaży sąsiedzkiej pomiędzy poszczególnymi powiatami czy nawet pobliskimi miastami.

Tabela 18. Struktura bilansu wytwórczego dla mikroregionu ostrołęckiego przy różnych założonych wartościach deficytu

Technologia	Produkcja, GWh/rok			Moc, MW			Czas wykorzysta- nia mocy zainstalo- wanej, h/rok
	Deficyt, %			Deficyt%			
	5	10	15	5	10	15	
Źródła PV	16,7	16,7	14,8	16,7	16,7	14,8	1000
Elektrownie wiatrowe lądowe	84,0	78,0	76,6	42,0	39,0	39,0	2000
Elektrownie biogazowe z zasobnikiem	17,5	17,5	17,5	3,1	3,1	3,1	5600
Mikro elektrownie biogazowe	26,3	17,5	17,5	3,3	2,2	2,2	8000
Mikro elektrownie biogazowe z zasobnikiem	105,1	87,6	70,1	18,8	15,6	12,5	5600
SUMA	249,6	217,3	196,5	83,9	76,7	71,6	—
	Bilans energii						
Nadwyżka	59,7	37,3	26,5				
Deficyt	10,0	20,0	30,0				
Saldo	49,7	17,3	-3,5				

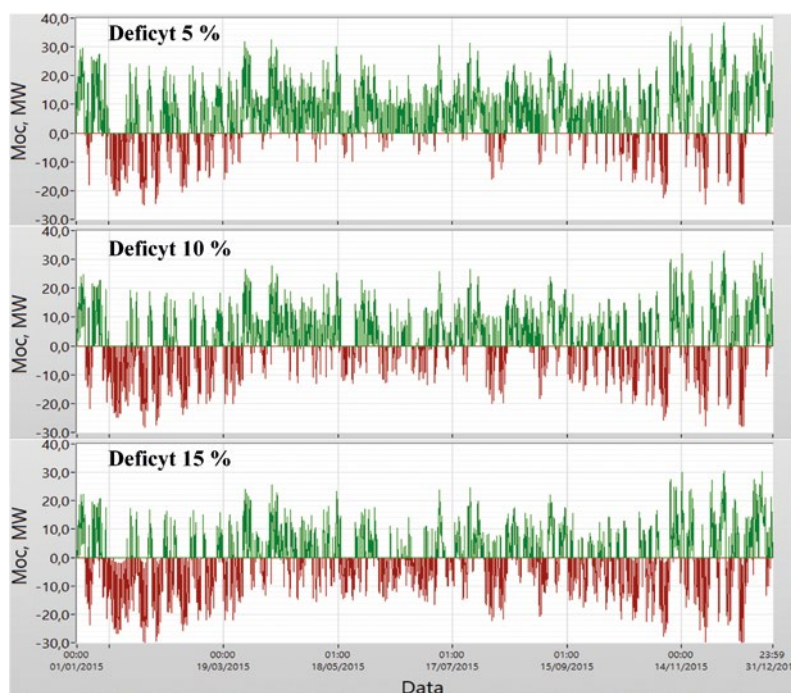
Na rys. 9 zamieszczono uporządkowany roczny bilans mocy dla mikroregionu ostrołęckiego. Z analizy wynika, że utrzymanie założonego deficytu na niskim poziomie (5%) wymaga zainstalowania największej mocy elektrowni biogazowych (tab. 18) pełniących rolę źródeł regulacyjno-bilansujących. Przy zachowaniu 15% deficytu, sumaryczna produkcja energii w źródłach jest mniejsza od rocznego zapotrzebowania, co powoduje powstanie ujemnego salda na osłonie kontrolnej mikroregionu. Należy podkreślić, że celem analizy nie jest całkowite wyeliminowanie energetyki WEK, ale pokazanie istniejących możliwości produkcji energii w źródłach OZE, szczególnie w otoczeniu kosztów krańcowych [2].



Rys. 9. Uporządkowany bilans mocy dla mikroregionu ostrołęckiego przy różnym założonym deficycie.

Analizując roczny bilans mocy dla mikroregionu ostrołęckiego można zauważyć, że niedobory energii występują w dużej mierze w okresie zimowym. Stwarza to możliwość wykorzystania małych gazowych bloków *combi* do ograniczenia występującego deficytu, a kogeneracja (dodatkowa produkcja energii cieplnej) w dużej mierze zrekompensuje stosunkowo wysoką cenę produkcji energii elektrycznej w małych blokach *combi*.

Do całkowitego zbilansowania energii w mikroregionie ostrołęckim konieczne byłoby uzupełnienie struktury bilansu wytwórczego o inne technologie i usługi energetyczne takie jak: cenotwórstwo czasu rzeczywistego, *net metering* (opomiarowanie netto - barterowe rozliczenie produkcji energii elektrycznej pomiędzy prosumentami a KSE) i *self dispatching* (samodzielne pokrycie zapotrzebowania na energię) wpływające na profil zapotrzebowania, magazyny energii, transfer gazu z rynku ciepła i paliw z rynku transportu [2], albo uwzględnienie w bilansie nowych lub udoskonalonych technologii wytwórczych. Bardzo duża dynamika rozwoju magazynów, w szczególności akumulatorów, zwiększenie wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych może wpłynąć w sposób istotny na otrzymane wyniki, przy czym ewentualne zmiany będą zdecydowanie na korzyść intensywnie rozwijanych źródeł OZE.



Rys. 10. Roczny bilans mocy dla mikroregionu ostrołęckiego

Trzy wnioski generalne

1. Uzyskane wyniki uzasadniają pierwszy generalny wniosek, dotyczący bezzasadności inwestycji w postaci Elektrowni Ostrołęka C (blok 1000 MW), a także budowie innych nowych elektrowni węglowych w Polsce. Jest to zarazem postulat,

aby ogłosić w Polsce (powinien to zrobić rząd) koniec inwestycji w elektroenergetykę węglową i przejście do badań historycznych w tym obszarze. Podtrzymywanie badań poświęconych hipotezie roboczej, czy Elektrownia Ostrołęka C i inne nowe elektrownie węglowe, mają uzasadnienie w istniejących realiach globalnych, a także polskich, jest marnotrawstwem zasobów (pieniędzy, kompetencji badawczy i przede wszystkim czasu), groźnym dla polskiej gospodarki. W szczególności podtrzymywanie tych badań stwarza pozór, że jest prawdziwy problem badawczy i blokuje koncentrację wykorzystania zasobów (pieniędzy, kompetencji, czasu) na rzecz przyspieszenia rozwoju wschodzącego rynku energii elektrycznej OZE. Inaczej - na rzecz przyspieszenia rozwoju rynków energii użytecznej osadzonych w endogenicznych modelach rozwojowych. Czyli w modelach: «tyle energetyki, dostosowanej do uwarunkowań w mikroregionach, a także w korytarzach infrastrukturalno-urbanistycznych, ile „pomysłów” na rozwój gospodarczy jednych i drugich (mikroregionów i korytarzy)». Oczywiście, przez blokowanie wykorzystania zasobów na rzecz transformacji energetyki Polska traci swoją szansę cywilizacyjną.

2. W perspektywie makroekonomicznej (kraj) nieracjonalność budowy Elektrowni Ostrołęka C wynika z czterech głównych powodów. Są to: 1° - wzrost w kraju kosztów energii elektrycznej (ponad koszty uzasadnione) w perspektywie średnio-terminowej (zwłaszcza w okresie 2020-2030), 2° - bardzo wielkie ryzyko kosztów osieroconych w perspektywie długo-terminowej (po 2030 r.), 3° - sukcesywna „neo-kolonizacja” polskiej elektroenergetyki przez jej oddanie „zagranicy”, 4° - utrata szansy na przebudowę makroekonomii za pomocą mikroekonomii).

3. W perspektywie mikroekonomicznej - perspektywa gospodarstw domowych, przedsiębiorców MSP, samorządów gmin i małych miast, mikroregionów - budowa Elektrowni Ostrołęka C jest nieracjonalna w szczególności dla mikroregionu ostrołęckiego, obejmującego miasto Ostrołęka i powiat ostrołęcki. Jest to nieracjonalność związana z osłabieniem wielkiej szansy mikroregionu na rozwój endogeniczny łączący rozwój lokalnego rynku energii elektrycznej OZE (i rynku energii użytecznej) w obiegu gospodarki zamkniętej z trzema, w szczególności, segmentami gospodarczymi: 1° - intensywną hodowlą bydła w powiecie ostrołęckim, 2° - przemysłem przetwórstwa rolno-spożywczego w mikroregionie ostrołęckim oraz 3° - przemysłem tartacznym i przetwórstwa drzewnego w Ostrołęce. W szczególności jest to utrata szansy na wzrost nowoczesnych miejsc pracy w mikroregionie, na eliminację zagrożeń środowiskowych, wreszcie na wzrost efektywności energetycznej i obniżenie kosztów usług energetycznych (energii użytecznej).

Dwie grupy wniosków szczegółowych

W pierwszej grupie (1) są to wnioski szczegółowe, odwołujące się do przedstawionych w raporcie wyników analiz porównawczych, związane z makroekonomią, a w drugiej (2) z mikroekonomią.

1. Perspektywa makroekonomiczna

1.1. Na świecie rośnie zatrudnienie pośrednio i bezpośrednio związane z energią odnawialną przekraczając poziom 9,8 mln zatrudnionych w 2017 roku (wzrost o 1,1% w porównaniu z rokiem poprzednim), przy jednoczesnym spadku zatrudnienia w sektorze paliwowo-energetycznym. Dla przykładu w ciągu dziesięciu lat zatrudnienie w sektorze paliwowo-energetycznym w Europie (2005-2015) spadło o około 15% (ubyło 300 tys. miejsc pracy).

1.2. Duża liczba zatrudnionych w sektorze związanym z nową energią przyczynia się do niezwykle gwałtownego rozwoju technologii związanych z dobrami inwestycyjnymi dla nowej energetyki oraz spadkiem ich cen.

1.3. W ostatnich latach pogarszają się wyniki finansowe polskich przedsiębiorstw związanych z WEK. Pierwszy raz wynik finansowy brutto w górnictwie i wydobywaniu oraz w sektorze wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę był ujemny w 2015 roku. Natomiast wyniki finansowe brutto przedsiębiorstw powiązanych z OZE są w Polsce coraz lepsze mimo niesprzyjającej polityki energetycznej dla OZE.

1.4. Polska boryka się również z problemem dużej pracochłonności zarówno w górnictwie i wydobywaniu, dla którego wskaźnik ten jest ponad dziesięć razy wyższy niż w USA, czy Australii, jak i w elektroenergetyce. Wskaźnik pracochłonności w istniejących elektrowniach węglowych jest kilkakrotnie wyższy, w porównaniu do elektrowni europejskich, a nawet w nowej Elektrowni Ostrołęka C szacowany jest on na poziomie przekraczającym 2 do 4 razy wskaźnik dla elektrowni niemieckich czy brytyjskich.

1.5. Wysokie koszty wydobywania, długoletni brak inwestycji w kopalnie oraz wyczerpywanie się łatwo dostępnych zasobów węgla, przy jednoczesnej inwestycji w elektrownie węglowe doprowadzi do konieczności importu węgla.

1.6. Rosną koszty zakupu uprawnień przez elektrownie węglowe, w ciągu trzech lat cena wzrosła z 5 € do ponad 8 € za tonę CO₂, a szacowana cena uprawnień w czasie przewidywanego uruchomienia Elektrowni Ostrołęka C przekracza 30 € za tonę CO₂.

1.7. Wyniki przeprowadzonej analizy porównawczej inwestycji w elektrownię węglową Ostrołęka C (Inwestycja1) z równoważną pod względem produkcji energii inwestycją w źródła OZE (Inwestycja2), potwierdzają nieopłacalność tej pierwszej. Uzyskane w analizie ceny energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni węglowej są wyższe od cen uzyskanych ze źródeł OZE. Przy czym, różnice te będą coraz większe na niekorzyść elektrowni węglowych wraz z rozwojem źródeł OZE (spadkiem ich ceny) oraz rosnącą ceną energii z elektrowni węglowych (koszt uprawnień).

2. Perspektywa mikroekonomiczna

2.1. Inwestycja w blok węglowy Ostrołęka C (1000 MW) spowoduje utratę możliwości inwestycji przez EP-NI w źródła odnawialne i usługi energetyczne na wschodzących rynkach energii elektrycznej, czyli rozwój MSP na lokalnym rynku mikroregionu ostrołęckiego, ale również przyczyni się do utraty szans rolnictwa na alternatywny dochód związany z produkcją na potrzeby elektrowni biogazowych.

2.2. Porównując uzyskaną w przeprowadzonej analizie wielkość zatrudnienia w Inwestycji1, liczoną razem z wydobyciem węgla oraz Inwestycji2, zatrudnienie w sektorze związanym z OZE, jest o ponad 45% wyższe (odpowiednio 3050 osób - Inwestycja1; 4700 osób - Inwestycja2). Natomiast w przypadku, gdy węgiel będzie importowany (a jest bardzo duże ryzyko, że tak będzie) pozostaną pracownicy Elektrowni Ostrołęka C (250 osób), a pozostałe zatrudnienie przeniesie się poza granice Polski. Zatrudnienie w skrajnym przypadku w nowej energetyce będzie 1200% wyższe.

2.3. Inwestycja3 wpływa na zwiększenie zatrudnienia, ale również na wzrost kompetencji mieszkańców powiatu. Dodatkowe przychody mogą uzyskać rolnicy dostarczający rośliny energetyczne, ale również MSP świadczący usługi energetyczne oraz produkujący komponenty dla źródeł OZE. Tworzenie lokalnych firm wiąże się z poprawą sytuacji mikroregionu, ale przynosi również wymierne korzyści dla powiatu i miasta związane np. z podatkiem CIT, przy czym im więcej firm związanych z branżą energetyki odnawialnej, tym więcej przychodów z podatków.

2.4. W przypadku nowej energetyki zostanie stworzony rynek inwestycyjny w energetyce EP-NI wynoszący od 10 do 17 mld PLN w zależności od scenariusza Inwestycji2 (dla kraju), natomiast dla mikroregionu ostrołęckiego (Inwestycja3) od 670 do 870 mln PLN.

Źródła

1. *Zagrożenia społeczne i środowiskowe związane z budową i funkcjonowaniem Elektrowni węglowej Ostrołęka C*. Wyższa Szkoła Administracji Publicznej w Ostrołęce. Ostrołęka, październik 2017.
2. *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050*. Cykl Raportów BŻEP zamieszczanych/emittowanych od października 2017 w cyklu tygodniowym na: stronie <http://klaster3x20.pl> oraz na portalu <https://cire.pl>.
3. Pozostałe zasoby Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej. <http://klaster3x20.pl>.
4. *Polski sektor energetyczny 2050*. www.forum-energii.eu, Wrzesień 2017.
5. C. Shnell, B. Sawicki, A. Rzędowska. *Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+*, Warszawa, Listopad 2017.
6. *EnergyTrend Monthly Price Forecasts 2017*, <https://www.energytrend.com>
7. Portal informacyjny Główny Urząd Statystyczny: <http://stat.gov.pl/>
8. *Rocznik statystyczny przemysłu 2016*. Główny Urząd Statystyczny. <http://stat.gov.pl/>
9. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego. *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*. Bruksela, 30.11.2016. COM(2016) 860 final.
10. Strona internetowa URE: <https://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>
11. Strona internetowa PSE: <http://www.pse.pl/>
12. Strona internetowa KE : <https://ec.europa.eu/energy>
13. Międzynarodowe umowy klimatyczne : <http://www.consilium.europa.eu/>
14. *Renewable Energy Statistics 2017*: International Renewable Energy Agency IRENA. www.irena.org
15. *EU energy trends and macroeconomic performance*. Cambridge Econometrics, lipiec 2016.
16. *Solar PV Jobs & Value Added in Europe*. Solar Power Europe. listopad 2017.
17. *Renewable Energy and Jobs - Annual Review 2017*. International Renewable Energy Agency IRENA. www.irena.org
18. *EU energy trends and macroeconomic performance*. Cambridge Econometrics, lipiec 2016.
19. *The state of renewable energies in Europe edition 2016*. <https://www.eurobserv-er.org/>
20. *U.S. Energy Information Administration - Annual Coal Report 2016*.
21. *Coal Hard Facts* - Minerals Council of Australia.
22. S. Słupik: *Restrukturyzacja zatrudnienia w sektorze energetycznym w Polsce*, Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach, nr. 166, Katowice 2014.

Streszczenie raportu

Analiza ryzyk związanych z budową Elektrowni Ostrołęka C

W 2008 r. Elektrownie Ostrołęka zostały przejęte przez Grupę Energa i rozpoczęto proces przygotowawczy do budowy Ostrołęki C. Proces ten bardzo kosztowny (koszty dotychczasowych przygotowań szacuje się na około 300 mln PLN) ilustruje głęboki kryzys w całej elektroenergetyce WEK (Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna). Z tego punktu widzenia charakterystyczne są cztery daty: 2017 - pierwszy, ogłoszony w początkowej fazie procesu, termin oddania bloku 1000 MW do eksploatacji; 2014 - decyzja o odstąpieniu od budowy bloku ze względu na jej nieopłacalność; 2016 - ponowna decyzja o budowie bloku i jego oddaniu do eksploatacji w 2024 r.; koniec 2017 (28 grudnia) - otwarcie ofert w przetargu na budowę Elektrowni Ostrołęka C (minimalna oferta cenowa - 4,8 mld PLN, wykonawca *China Power Engineering Group*; pośrednia oferta - 6,0 mld PLN - wykonawca *Alstom Power Systems*; maksymalna oferta - 9,6 mld PLN, wykonawca Polimex-Mostostal, Rafako).

Oferty domykają obraz kryzysu w jaki uwikłana została Elektrownia Ostrołęka C. Mianowicie, porównanie cen (minimalnej i maksymalnej) oznaczają, że jej budowa może być atrakcyjna dla Chin (eksport technologii i ogólnie *knowhow*, dóbr inwestycyjnych, wykonawstwa przez chińskie firmy budowlane, a w przyszłości także rynek zbytu dla chińskiego węgla) zwłaszcza, że nie są one w najmniejszym stopniu narażone na ryzyko kosztów osieroconych (bo mogą realizować za pomocą inwestycji politykę kolonizacyjną w stosunku do Polski). W żadnym wypadku budowa Elektrowni Ostrołęka C nie jest jednak dobra dla Polski, bo polskie firmy nie są w stanie wygrać konkurencji już w żadnym z segmentów (technologie i ogólnie *knowhow*, dobra inwestycyjne, wykonawstwo budowlane, dostawy węgla).

Innym obszarem ryzyka inwestycji są unijne regulacje dotyczące środowiska. Mianowicie, Elektrownia Ostrołęka C ma środowiskowe pozwolenie zintegrowane z marca 2011 r. na dopuszczalne emisje SO₂, NO_x i pyłu wynoszące odpowiednio: 200, 200, 30 mg/m³. Są to jednak poziomy emisji przekraczające znacznie wartości dopuszczalne wynikające z Decyzji Komisji (KE) z lipca 2017 r. dotyczącej najlepszych dostępnych technik (BAT) dla wielkich obiektów energetycznych. Ponadto, istnieje wielkie ryzyko, że budowa bloku w ogóle nie będzie możliwa ze względu na ograniczenie (Pakiet Zimowy) dopuszczalnej emisji CO₂ dla nowych źródeł energii elektrycznej poniżej 0,55 t/MWh (w tym kontekście kwalifikacja bloku jako nowego będzie zależeć od daty rozstrzygnięcia przetargu na jego budowę, a ujawnione już oferty cenowe w trwającym procesie przetargowym nie dają żadnych podstaw do racjonalnego zakończenia przetargu przed wejściem w życie unijnej regulacji).

W kontekście ostatnich hipotez roboczych podkreśla się ponadto, że przy typowym dla współczesnych bloków węglowych resursie technicznym planowana data ukończenia realizacji inwestycji (2024) oznaczałaby pracę Elektrowni Ostrołęka C co najmniej do 2080 r. Zatem inwestycja ta jest całkowicie nieracjonalna w świetle globalnej transformacji energetyki. Zwłaszcza w świetle postanowień COP21 (Paryż, 2015) o niedopuszczeniu do wzrostu temperatury o 2 °C w stosunku

do temperatury przedindustrialnej (cel wymagający wyeliminowania emisji CO₂ pochodzącej ze spalania paliw kopalnych w horyzoncie 2050).

Podsumowując powyższe stwierdzenia, w perspektywie makroekonomicznej, nieracjonalność budowy Elektrowni Ostrołęka C wynika z czterech głównych powodów. Są to:

1° - wzrost w kraju kosztów energii elektrycznej (ponad koszty uzasadnione) w perspektywie średnio-terminowej (zwłaszcza w okresie 2020-2030), 2° - bardzo wielkie ryzyko kosztów osieroconych w perspektywie długo-terminowej (po 2030 r.), 3° - sukcesywna „neo-kolonizacja” polskiej elektroenergetyki przez jej oddanie „zagranicy”, 4° - utrata szansy na przebudowę makroekonomii za pomocą mikroekonomii).

Analiza utraconych szans (alternatywa dla Elektrowni Ostrołęka C)

Na świecie rośnie zatrudnienie pośrednio i bezpośrednio związane z energetyką odnawialną (w 2017 r. przekroczyło poziom 9,8 mln zatrudnionych). Wiąże się to z gwałtownym rozwojem zarówno technologii OZE, ale również powstaniem nowych usług powiązanych z energetyką odnawialną. Jednocześnie spada zatrudnienie w sektorze paliwowo-energetycznym.

Podobną tendencję można zauważyć śledząc wyniki finansowe polskich przedsiębiorstw związanych z WEK. W 2015 r. pierwszy raz wynik finansowy brutto w górnictwie i wydobywaniu oraz w sektorze wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę był ujemny, natomiast wyniki finansowe brutto przedsiębiorstw powiązanych z OZE są coraz lepsze (mimo niesprzyjającej polityki energetycznej dla OZE).

W tym kontekście inwestycja w blok węglowy Ostrołęka C (1000 MW) ograniczy możliwość inwestycji przez EP-NI (Energetyka Prosumencka - Niezależni Inwestorzy) w źródła odnawialne i usługi energetyczne na wschodzących rynkach energii elektrycznej (rozwój MSP na lokalnym rynku mikroregionu ostrołęckiego). Również rolnictwo utraci szansę na alternatywny dochód związany z produkcją na potrzeby elektrowni biogazowych. Przedstawioną hipotezę potwierdzają wyniki przeprowadzonej analizy porównawczej inwestycji w elektrownię węglową Ostrołęka C (Inwestycja1) z równoważną pod względem produkcji energii inwestycją w źródła OZE (Inwestycja2). Uzyskane w analizie ceny energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni węglowej mogą być wyższe (po uwzględnieniu kosztów uprawnień) od cen uzyskanych ze źródeł OZE. Przy czym, różnice te będą coraz większe na niekorzyść elektrowni węglowych wraz z rozwojem źródeł OZE (spadkiem ich ceny) oraz rosnącą ceną energii z elektrowni węglowych (koszt uprawnień).

Porównując zatrudnienie, z Inwestycją2 wiąże się utworzenie o 45% więcej miejsc pracy (odpowiednio 3050 osób - Inwestycja1; 4700 osób - Inwestycja2). W skrajnym przypadku, gdy dla Inwestycji1 węgiel będzie importowany (a jest bardzo duże ryzyko, że tak będzie) zatrudnienie znajdą jedynie pracownicy Elektrowni Ostrołęka C (250 osób) (miejsc pracy przeniosą się poza granice Polski), zatrudnienie związane z energetyką odnawialną (Inwestycja2) będzie więc 1200% wyższe.

Alternatywna dla Ostrołęki C inwestycja w energetykę odnawialną tworzy rynek inwestycyjny w energetyce EP-NI wynoszący od 10 do 17 mld PLN dla kraju, natomiast dla mikroregionu ostrołęckiego (lokalne pokrycie potrzeb energetycznych przez źródła OZE) od 670 do 870 mln PLN.

Podsumowując powyższe hipotezy, Elektrownia Ostrołęka C blokuje możliwości inwestycji w regionie ostrołęckim w źródła OZE i powiązane usługi energetyczne. Alternatywna inwestycja w źródła odnawialne wpływa na zwiększenie zatrudnienia a tym samym wzrost kompetencji mieszkańców powiatu. Dodatkowe przychody mogą uzyskać rolnicy dostarczający rośliny energetyczne, MSP świadczące usługi energetyczne czy produkujące komponenty dla źródeł OZE. Tworzenie lokalnych firm wiąże się z poprawą sytuacji mikroregionu, ale przynosi również wymierne korzyści dla powiatu i miasta związane np. z podatkiem CIT (MSP) oraz PIT (większe zatrudnienie).

Report Summary

The risk analysis related to the Ostrołęka C Power Plant development

In 2008 the Ostrołęka C Power Plants were taken over by Energa Group and the Ostrołęka C development process has begun. This costly process (the estimated current cost is approximately PLN 300 million) shows a deep crisis affecting the area of the Large-scale Corporate Power Industry. From this point of view, there are four important dates related: 2017 – first, the date of the announcement for the commissioning of a 1000 MW unit; 2014 – a deviation from the C unit being built due to its unprofitability; 2016 – a reassessment resulting in the building decision and the unit commissioning in 2024; the end of 2017 (December 28th) – an invitation to tender for the Ostrołęka C Power Plant construction project (the min. price offer – PLN 4,8 billion, the contractor: *China Power Engineering Group*; the medium offer – PLN 6,0 billion – the contractor: *Alstom Power Systems*; the max. offer – PLN 9,6 billion, the contractor: Polimex-Mostostal, Rafako).

These offers clearly show the crisis of the Ostrołęka C Power Plant building project. Namely, the comparison between minimal and maximal price shows that the project can be attractive for China (having expertise in the technology and *knowhow*, resources; and it would be built by Chinese construction companies and, in the future, would constitute the great market for Chinese coal). What is more, China is not subjected to stranded costs risks (China can implement a colonisation type of policy by investing in Polish businesses). In no case is the Ostrołęka C Power Plant project suitable for Poland as Polish companies cannot win in any of the fields of competition (including the technology, *knowhow*, resources, construction and installations, coal supplies).

The UE environmental regulations constitute yet another area of the investment risk. Generally speaking, the Ostrołęka C Power Plant has an environmental Integrated Permit dated March 2011, allowing for the following acceptable emission limits of SO₂, NO_x and dust, respectively: 200, 200, 30 mg/m³. These levels of emission greatly exceed acceptable values imposed by the European Commission Decision of 1 July 2017, concerning the best available technologies (BAT) for large power facilities. Moreover, there is a risk that the C unit building project is impossible due to the limitation (Winter Package) of the acceptable CO₂ emission for the new sources of electrical power under 0,55 t/MWh (in this context the classification of the block as ‘new’ depends on the closing date of the tender, price offers proposed during the ongoing tender process do not provide any grounds for a rational tender termination before the EU Regulation enters into force).

With regards to the recent assumptions, taking into consideration a typical service life of the modern coal units, the planned date of investment’s completion (2024) would indicate that Ostrołęka C Power Plant would be operated until 2080, at least. Therefore, the investment is completely irrational in terms of the Global Energy Transformation, especially in terms of the COP21 Paris Agreement (Paris, 2015) concerning the policies aimed at preventing a 2°C temperature increase,

compared with the pre-industrial levels (the aim is to eliminate CO₂ emission of the fossil fuel combusting process in the time horizon until 2050).

To conclude, considering of all of the above statements, and in light of the macroeconomic perspectives, the Ostrołęka C Power Plant development plan is irrational for four major reasons, involving:

1° - the increase in the electricity cost (above justified costs) in the medium-term perspective (especially between 2020-2030), 2° - the huge risk of stranded costs in the long-term perspective (after the year 2030), 3° - the successive 'neo-colonisation' of the Polish power industry by letting it be taken over by foreign countries, 4° - losing a chance to rebuild macroeconomically through microeconomics).

The analysis of lost chances (the alternative for Ostrołęka C Power Plant)

It is observed that the employment, indirectly or directly related to renewable energy, is growing increasingly (over 9,8 million employed in 2017). That is related to the rapid RES (Renewable Energy Sources) development as well as to the emergence of the new services linked to renewable energy. Simultaneously, the employment in the fuel and energy sector is decreasing.

A similar tendency can be observed when following the financial results of Polish companies connected with the Large-scale Corporate Power Industry. In 2015, for the first time, the mining sector suffered negative gross financial results. The same situation happened in the electricity, gas and water production and supply sector. On the other hand, the gross financial results of the companies linked to RES are improving gradually (despite the unfavourable energy policy).

In this regard, the investment in Ostrołęka C (1000 MW) coal unit will limit the Prosumer Energy Independent Investment in renewable sources as well as energy services on the emerging electricity markets (the development of SMEs - Small and Medium-sized Enterprises on the Ostrołęcki micro-region local market). Yet another sector losing a chance for alternative income related to production related to biogas power plants, is agriculture. The comparative analysis results - between an investment in the Ostrołęka C Power Plant (Investment1) and a similar, in terms of energy, investment in RES sources (Investment2) - seem to confirm the aforementioned hypothesis. The analysis shows that the cost of electrical energy produced by the coal plant (including the cost of entitlements) can be higher than the production cost related to the RES sources. Moreover, the diversification of prices will be even more visible, and unfavourable for coal power plants, taking into consideration the constant RES sources development (the price decrease) as well as constant price increases for energy coming from coal power plants (the cost of entitlements).

While comparing the employment rate, Investment2 offers 45% more workplaces (Investment1 - 3050 people; Investment2 - 4700 people), respectively. In the extreme case when the coal will be imported for Investment1 (there is a great risk it will be) - the Ostrołęka C Power Plant will employ 250 people as the majority of workplaces will be transferred outside the Polish territory. Simultaneously, the employment rate related to renewable energy (Investment2) will be 1200% higher.

The investment in the renewable energy, which seems to be a good alternative for Ostrołęka C, creates an investment market in the energy sector for Prosumer Energy Independent Investors reaching from 10 to 17 billion PLN for the country, and for the Ostrołęcki micro-region (RES sources covering the local energy needs) between 670 and 870 million PLN.

Based on the above, the Ostrołęka C Power Plant would block RSE sources investment possibilities in the Ostrołęcki region as well as the related energy services. On the other hand an alternative investment in the renewable sources would increase the employment, and thus would lead to an increase in the level of skills and competence of the local population. What is more, the local farmers could gain additional income from energy-related production. SMEs (Small and Medium-sized Enterprises) could benefit by providing energy services or by producing RSE sources components. Establishing local companies would improve the situation in the Ostrołęcki micro-region. Moreover, it would bring tangible benefits for the whole district and for the city - related, for instance, to an increasing CIT (SMEs) and PIT tax base (resulting from higher employment).

Jan Popczyk (profesor od 1987 r.) był głównym autorem koncepcji reformy rynkowej elektroenergetyki, po zmianach ustrojowych w 1989 r. Tworzył i był pierwszym prezesem Polskich Sieci Elektroenergetycznych, w okresie do 1995 r., w którym nastąpiło połączenie polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami Europy Zachodniej. Od 20 lat pracuje nad podstawami transformacji energetyki. Angażuje się w tworzenie startupów w tym obszarze. W 2006 r. stworzył Konwersatorium Inteligentna Energetyka, a w 2013 r. elektroniczną Bibliotekę Źródłową Energetyki Prosumenckiej. Współtworzy z zespołem koncepcję mono rynku energii elektrycznej OZE i prosumenckich rynków energii użytecznej.

Krzysztof Bodzek (dr inż. od 2012 r.) pracownik Politechniki Śląskiej, Wydziału Elektrycznego, Katedry Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki. Obszar głównych zainteresowań związany jest z energoelektroniką, w tym układami bezprzewodowego przesyłania energii, układami sterowania, w szczególności PLC, oraz programowaniem i modelowaniem, które wykorzystuje do modelowania źródeł wytwórczych oraz bilansów energetycznych. Tworzy i weryfikuje algorytmy sterowania źródłami. Uczestniczy w tworzeniu koncepcji mono rynku energii elektrycznej OZE i prosumenckich rynków energii użytecznej.



ISBN 978-83-60106-15-0



elektrowniaostroleka.com