

## Analiza konkurencyjności ekonomiczno-finansowej wielkoskalowych i rozproszonych źródeł energii

Adam Kopiński, Maciej Grzegorzewski\*

**Streszczenie:** *Cel* – Analiza wpływu prognozowanej architektury rynku elektroenergetycznego, identyfikacja kluczowych determinantów kształtujących przyszłą metodykę rachunku ekonomicznego instalacji do produkcji energii elektrycznej.

*Metodologia badania* – W opracowaniu posłużono się metodą analizy literatury dotyczącej metodyki kosztowej oraz prognoz przyszłości rynku elektroenergetycznego.

*Wynik* – Identyfikacja kluczowych czynników mających wpływ na przyszłą ocenę ekonomiczną projektów inwestycyjnych, propozycja wstępnej koncepcji modelu finansowego porównującego wielkoskalowe oraz rozproszone instalacje energetyczne.

*Oryginalność/wartość* – Kompleksowe podejście do problematyki porównania instalacji wytwarzania energii elektrycznej w odmiennych modelach funkcjonowania rynku elektroenergetycznego.

**Słowa kluczowe:** transformacja sektora elektroenergetycznego, ocena efektywności inwestycji

### Wprowadzenie

Obecnie zachodzące procesy transformacji sektora elektroenergetycznego prowadzą do powstania rynku w pełni konkurencyjnego, w którym większe znaczenie będą miały mniejsze podmioty lokalne, działające na warunkach rynkowych, w miejsce dotychczasowych wielkich grup korporacyjnych. Jednocześnie już od kilkudziesięciu lat można obserwować likwidację kolejnych stref monopolu, tj. w szczególności Prawo Purpa, uchwalone w latach 1978–1982, w USA, które wprowadziło konkurencję w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, natomiast Zasada TPA<sup>1</sup> (Wielka Brytania, 1990 r.) wprowadziła konkurencję w sprzedaży energii elektrycznej i wolność odbiorców w wyborze dostawcy.

Obecne działania zmierzają w kierunku Cenotwórstwa Czasu Rzeczywistego (CCR), czyli zniesienia monopolu w zakresie usług przesyłowych i dystrybucyjnych, przy czym najbardziej zaawansowane procesy mają miejsce w Stanach Zjednoczonych (Popczyk, 2016).

---

\* prof. dr hab. Adam Kopiński, Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, ul. Komandorska 118/120, 53-345 Wrocław, Katedra Finansów Przedsiębiorstw i Finansów Publicznych, e-mail: adam.kopinski@ue.wroc.pl; mgr Maciej Grzegorzewski, doktorant, Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, Katedra Finansów Przedsiębiorstw i Finansów Publicznych, e-mail: maciekgzregorzewski@gmail.com.

<sup>1</sup> TPA – Third Party Access – zasada dostępu stron trzecich do sieci.

Opisywana transformacja zachodzi równolegle w trzech ośrodkach gospodarczych, tj.: Unii Europejskiej, Stanach Zjednoczonych, Chinach i jest determinowana m.in. przez następujące czynniki makroekonomiczno-społeczne:

- zmiany pokoleniowe społeczeństwa,
- rozwój gospodarki postindustrialnej,
- dotychczasową dominację nurtów neoliberalnych w gospodarce światowej,
- wzrost ryzyka inwestycyjnego,
- innowacyjność jako sposób na uzyskanie przewagi konkurencyjnej,
- wzrost znaczenia wiedzy jako czwartego czynnika produkcji, po kapitale, ziemi i pracy.

## **1. Podstawowe elementy architektury nowego systemu elektroenergetycznego**

Obecnie na świecie nie wykształcił się jeszcze docelowy model rynku elektroenergetycznego, który odzwierciedlałby aktualnie obserwowane trendy. Na podstawie przeprowadzonej analizy literaturowej można spodziewać się, że rynek w kształcie docelowym będzie zawierał następujące elementy takie jak:

- segmentacja rynku i współuczestnictwo WEK/NI/EP<sup>2</sup>,
- wykorzystanie metod wyceny opartych na wartości rynkowej do oceny efektywności inwestycji instalacji wytwarzania energii,
- uwzględnienie wartości psychologicznej dostaw energii elektrycznej,
- ograniczenie wpływu administracji państwowej,
- wprowadzenie modelu CCR<sup>3</sup> (Popczyk, 2016).

Prognozy przyszłego kształtu rynku elektroenergetycznego zakładają współuczestnictwo Wielkoskalowej Energetyki Korporacyjnej oraz Niezależnych Inwestorów, a także Energetyki Prosumenckiej. Grupy NI i EP podejmują działalność w elektroenergetyce, aby zaspokoić swoje potrzeby, a następnie odsprzedać nadwyżki energii na rynku. Prognozuje się dynamiczny rozwój NI oraz EP w ciągu najbliższych lat, natomiast w długim terminie do ok. 2050 roku można oczekiwać spadku znaczenia WEK i przejęcia ich roli w całości przez EP i NI.

Działalność grup NI oraz EP bazuje na rachunku oceny efektywności inwestycji z punktu widzenia inwestora jako wynik zaspokojenia zidentyfikowanych potrzeb wraz z określeniem towarzyszącego jej ryzyka. Natomiast w WEK dominują metody zakładające koegzystencję uczestników rynku skoncentrowane m.in. na minimalizacji kosztów wytwarzania.

Podejmowanie inwestycji w zakresie rozproszonych źródeł energii przez NI oraz EP ma na celu zaspokojenie ich potrzeb w pierwszej kolejności, głównie zapewnienie

---

<sup>2</sup> WEK – Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna, NI – Niezależni Inwestorzy, EP – Energetyka Prosumencka (Popczyk, 2015).

<sup>3</sup> CCR – Cenotwórstwo Czasu Rzeczywistego (Popczyk, 2016).

bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako subiektywny punkt widzenia prosumen-tów – inwestorów.

Rozwój sektora energetycznego opartego na WEK odbywał się niezależnie od krótko-terminowych cykli koniunkturalnych i był podporządkowany realizacji długoterminowych celów na szczeblu krajowym. Administracja państwowa brała aktywny udział w finanso-waniu nakładów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z funkcjonowaniem elek-trowni. Odbywało się to bezpośrednio lub poprzez zwolnienia czy ulgi. W docelowym mo-delu rynku elektroenergetycznego instalacje będą zmuszone uwzględniać realną wartość kosztów oddziaływania na otoczenie, w tym koszty utraconych korzyści wynikających ze zniszczeń dokonanych przez działalność instalacji produkcyjnych.

W obecnym modelu działania sektora elektroenergetycznego, bazującym na Wielkoska-łowej Energetyce Korporacyjnej, koszty dystrybucji oraz przesyłu zalicza się jako opłatę konieczną do poniesienia, niezależnie od źródła wytwórczego i nalicza na odbiorców koń-cowych. W polskim systemie, algorytm naliczania opłat jest niezależny od lokalizacji koń-cowego odbiorcy oraz godziny poboru energii, co minimalizuje sygnały dla decydentów, a także uczestników gry rynkowej, ograniczając optymalizację podejmowanych decyzji. W docelowym modelu działania systemu elektroenergetycznego prognozuje się zróżnico-wanie kosztów towarzyszących, w tym przesyłu, dystrybucji, rezerwy pracy systemu, za-leżnie od warunków rynkowych, zarówno zależnych od lokalizacji oraz godziny odbioru energii elektrycznej. Przewiduje się, że centra zajmujące się bilansowaniem potrzeb ener-getycznych zostaną przeniesione na poziom lokalny, obejmujący szczebel gminy lub dzielni-cy. Dodatkowo będą one wykorzystywały lokalne źródła produkcji energii, korzystając ze źródeł zewnętrznych jako uzupełnienie.

Naturalną konsekwencją zachodzących przemian rynkowych jest konieczność ich ujęcia w modelach ekonomicznych instalacji, aby na podstawie kwantyfikowalnych danych for-mułować wnioski oraz wytyczne inwestycyjne dla inwestorów. Niemniej podstawowymi problemami badawczymi pozostają:

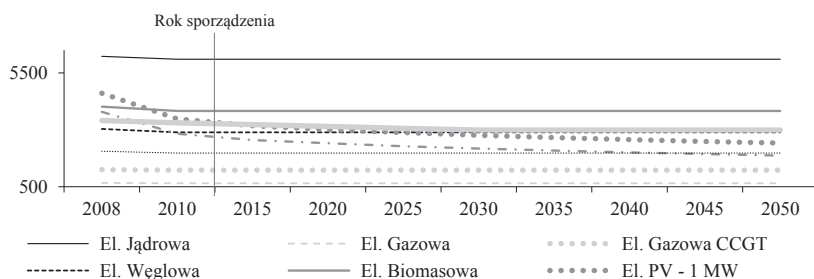
- znaczna szybkość zachodzących zmian,
- konieczność odniesienia zmian do odmiennych modeli sektora elektroenergetycznego,
- brak kompleksowego modelu docelowego,
- wzrost znaczenia subiektywnej oceny wskutek zwiększenia się roli prosumenta (Po-pczyk, Podgajniak, 2015).

## **2. Główne składniki ujęte w ocenie konkurencyjności**

Ocena konkurencyjności strategicznej rozstrzyga o długoterminowej przydatności instala-cji do działania z ekonomicznego punktu widzenia i wynika z tempa postępu techniczno-technologicznego, skutkującego poprawą parametrów technicznych produkcji poszczegól-nych instalacji oraz obniżką nakładów inwestycyjnych. Rozwój technologiczny ma przede wszystkim wpływ na istotne elementy rachunku kosztów, tj.:

- okres użytkowania uzasadniony ekonomicznie,
- jednostkowe koszty produkcji i ich struktura w podziale na koszty stałe i zmienne,
- struktura świadczonych usług, a co za tym idzie tryb pracy elektrowni.

Istotne pozostają relacje czynników kształtujących koszty charakterystyczne dla danej instalacji względem konkurencyjnych technologii, a także prognozowane ich wartości w okresie użytkowania instalacji. Wspomniane elementy wyznaczają bowiem maksymalny okres zwrotu inwestycji z punktu widzenia inwestora. Pojawienie się nowych, lepszych rozwiązań lub udoskonalenie obecnych, skutkuje utratą konkurencyjności instalacji wykorzystywanych dotychczas, a co za tym idzie zmianę charakteru ich działania np. pracę w trybie szczytowym, zaś w skrajnym przypadku przedwczesne zamknięcie inwestycji i realizację strat przez inwestora.



**Rysunek 1.** Prognoza jednostkowych nakładów kapitałowych technologii produkcji energii (EUR/MW)

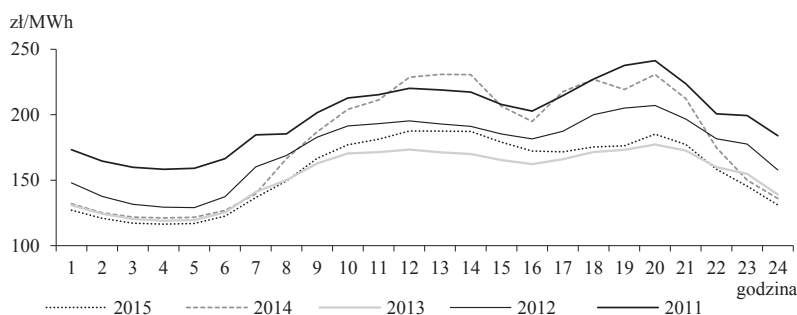
Źródło: *Cost and Performance...* (2012).

Prognozy sporządzone przez NREL<sup>4</sup> (Tidball, Bluestein, Rodrugez, Knoke, 2010) przedstawiają kształtowanie się jednostkowych nakładów kapitałowych w perspektywie do 2050 roku, co zostało zaprezentowane na rysunku 1. Największe nakłady inwestycyjne towarzyszą instalacjom jądrowym, tj. 6100 EUR/MW, natomiast najtańsze są elektrownie gazowe ok. 650 EUR/MW. Zgodnie z przedstawionymi prognozami, największy potencjał rozwojowy w zakresie obniżki nakładów inwestycyjnych posiadają instalacje fotowoltaiczne, natomiast pozostałe rodzaje technologii charakteryzują się wyższym stopniem dojrzałości, stąd mniejszy zakres spadku.

Obecnie elektrownie kontraktują swoje usługi w sposób zróżnicowany tj. z wykorzystaniem umów bilateralnych np. kontrakty wewnątrz grup energetycznych, umowy o charakterze technicznym, których przedmiotem pozostają usługi systemowe lub rezerwa mocy, czy wreszcie sprzedając energię za pośrednictwem rynku giełdowego. Niektóre z powyższych umów przewidują płatności stałe, na zasadzie premii za gotowość, co nie wiąże się z fizycznym wytworzeniem energii. Natomiast przychody z tego tytułu pozwalają pokryć

<sup>4</sup> NREL – National Renewable Energy Laboratory.

część kosztów działalności jednostek. Przedstawiciele energetyki rozproszonej nie korzystają z tego typu przywilejów, a ich przychody pochodzą z wytworzonej energii, której cena zwykle jest skalkulowana na bazie notowań giełdowych. W przyszłości oczekuje się, że CCR zwiększy znaczenie transakcji giełdowych dla wszystkich uczestników rynku, jednocześnie ograniczając pozostałe formy sprzedaży. Uproszczonym przykładem CCR mogą być notowania cen energii na RDN na TGE<sup>5</sup> w Warszawie przedstawione na rysunku 2, który prezentuje średnią arytmetyczną notowań cen energii dla poszczególnych godzin doby.



**Rysunek 2** Średnioroczne ceny notowań energii w latach 2010–2015 na podstawie notowań Rynku Dnia Następnego

Źródło: obliczenia własne na podstawie notowań TGE dotyczących Rynku Dnia Następnego (7.01.2016).

Niskie poziomy cenowe dla każdego z badanych lat występują w godzinach nocnych oraz wczesnoporannych, podczas gdy wielkości szczytowe w okolicach południa lub wieczorem. Opisywane zróżnicowanie cen energii w ciągu doby pozwala na wkomponowanie do systemu elektroenergetycznego jednostek wytwórczych o odmiennym charakterze, np. jednostki o droższych kosztach wytwarzania i jednocześnie dużej elastyczności produkcji, funkcjonują przez kilka godzin doby, w godzinach maksimum cenowych, podczas gdy instalacje produkujące energię taniej mogą działać non stop.

### 3. Dodatkowe składniki ujęte w ocenie konkurencyjności

W literaturze naukowej ocena ekonomiczna różnych typów instalacji ma miejsce w punkcie przyłączenia jednostki do systemu elektroenergetycznego, pomijając różne koszty przesyłu oraz dystrybucji, (Sowiński, 2014; Sowiński, 2007; Zaporowski, 2011). Wszyscy odbiorcy z jednej grupy taryfowej płacą jednakowe koszty utrzymania sieci przesyłowej, niezależnie od ich odległości od źródła produkcji (Kocot, 2012, 67–70). Charakteryzowane podejście wynika z dotychczasowego modelu rynku i pozostaje niezgodne z wytycznymi

<sup>5</sup> RDN na TGE – Rynek Dnia Następnego na Towarowej Giełdzie Energii.

dotyczącymi przyszłej sytuacji. W nowym modelu biznesowym, cena energii zostaje określona na warunkach loco użytkownik końcowy, co poprawia dostęp odbiorcy do pełnej informacji ekonomicznej odnośnie kosztów energii, a jednocześnie sprzyja podejmowaniu przez niego racjonalnych wyborów. Dodatkowo powstanie licznych wytwórców lokalnych z grup NI lub EP wymagać będzie dodatkowej informacji, stanowiącej podstawę analizy efektywności inwestycji. Ponadto prognozuje się, że zakres działania przyszłych operatorów systemowych będzie znacznie mniejszy niż obecnie, ograniczony do powierzchni powiatu, gminy lub dzielnicy, co przekłada się na wzrost znaczenia kosztów przesyłu w przyszłym rachunku ekonomicznym. Przykładem nowatorskiego podejścia do opisywanej kwestii są badania (Kocot, 2012, 67–70), zakładające uzmiennienie kosztów i zaliczenie ich do kosztów wytworzenia energii elektrycznej. W tabeli nr 1 przedstawiono efekty finansowe z tytułu zastępowania produkcji energii elektrycznej na wyższym poziomie napięciowym przez generację energii o niższych napięciach, wynikające z kosztów utrzymania infrastruktury, ujętych jako koszty zmienne doliczane do ceny megawatogodziny.

**Tabela 1**

Uzmiennione koszty infrastruktury w przypadku zastąpienia produkcji na poziomie napięciowym X przez produkcję na poziomie napięciowym Y w zł/MWh

Wyższy poziom napięciowy	Niższy poziom napięciowy			
	400,220 kV	110 kV	SN	nN
400,220 kV	12,74	15,96	37,56	99,39
110 kV		3,22	24,81	86,64
SN			24,60	83,42
nN				61,82

Źródło: Kocot (2012), s. 67–70.

Wartości znajdujące się na przekątnej tabeli przedstawiają efekty finansowe osiągnięte przy lokalizacji źródła wytwórczego w sąsiedztwie odbiorcy, podłączonego do określonego napięcia. Duży odbiorca przemysłowy, podłączony do napięcia 400 lub 220 kV, w sąsiedztwie elektrowni systemowej, oszczędza 12,74 zł/MWh energii, względem takiego samego odbiorcy, ale zlokalizowanego w innym regionie kraju. Natomiast w przypadku zastąpienia pracy elektrowni systemowej przyłączonej do sieci 400 lub 220 kV, przez źródło przydomowe – nN, generuje oszczędności w wysokości 99,39 zł/MWh, które powinny zostać ujęte w całkowitym koszcie produkcji i dystrybucji energii.

Oprócz kosztów związanych z utrzymaniem infrastruktury dystrybucyjnej, kolejnym składnikiem rachunku kosztów są opłaty wynikające z ograniczeń technicznych oraz strat wynikających z pracy sieci. Cytowany autor zanalizował wartość charakteryzowanych elementów dla różnych lokalizacji i na tej podstawie określił wartości przeciętne, a następnie zaprognozował stawki rynkowe, jakie powinny zostać uwzględnione w rachunku, w przeliczeniu na megawatogodzinę, co przedstawia kolumna „Aktualna (prawdopodobna) stawka

rynkowa” w tabeli 2 (Kocot, 2012). Wartości następnej kolumny korespondują z zapisami w tabeli 1.

**Tabela 2**

Koszty przesyłu (za straty i ograniczenia oraz infrastrukturę) w zł/MW dla rozpatrywanych źródeł energii elektrycznej

Rodzaj źródła (elektrownia)	Miejsce przyłączenia – sieć	Aktualna (prawdopodobna) stawka rynkowa	Koszty infrastruktury sieciowej	Suma
Na węgiel brunatny	400 kV	5,50	12,74	18,24
Na węgiel kamienny	400 kV, 220 kV	8,50	12,74	21,24
Biomietanowa	nN	-18,10	-99,39	-117,49

Źródło: Kocot (2012), s. 67–70.

Dla celów porównawczych cena energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni na węgiel brunatny, uwzględnivszy całość kosztów przesyłowych, powinna zostać dodatkowo powiększona o 18,2 zł/MWh, na co składają się koszt ograniczeń 5,5 zł/MWh oraz utrzymanie infrastruktury 12,7 zł/MWh.

Analiza porównawcza instalacji uwzględniająca elementy nowego modelu architektury sektora energetycznego powinna również ująć koszty społeczne związane z wykorzystaniem środowiska naturalnego. Obecnie elektrownie węglowe ponoszą tylko część opłat związanych z oddziaływaniem na otoczenie – koszty prywatne, natomiast pozostała wartość obciąża szeroko pojmowane społeczeństwo – koszty zewnętrzne. Najbardziej rozwiniętym, sposobem szacowania kosztów oddziaływania na otoczenie pozostaje metodyka ścieżki oddziaływań – ExternE, która powstała w ramach prac projektowych Komisji Europejskiej oraz jej pochodne. Koszt zewnętrzny zostaje oszacowany na podstawie analizy cyklu życia paliwa, uwzględniając koszty degradacji środowiska wyrządzone przez kopalnię, transport oraz elektrownię, w której następuje transformacja energii chemicznej.

ExternE stanowi obecnie najbardziej kompleksowe podejście do problemu oddziaływania na środowisko, zaś proces określania wartości składa się z czterech następujących etapów:

- szacowanie wielkości emisji z instalacji,
- określenie rozprzestrzeniania się emisji na otoczenie,
- określenie i pomiar wpływu emisji na otoczenie,
- wycena kosztów wpływu na otoczenie (Kudelko, Suwała, Kamiński, 2007, 24–27).

Wycena i pomiar kosztów może odbywać się na jeden z dwóch sposobów, tj. w przypadku kosztów rynkowych wykorzystuje się zestawienia pozwalające wyznaczyć średnie wartości odtworzenia zniszczeń, natomiast w przypadku szacowania kosztów utraty zdrowia – wartość określa się za pomocą metod deklarowanych preferencji, na podstawie badań ankietowych. Uzupełniająco koszty wycenia się również na podstawie wartości świadczeń zdrowotnych realizowanych przez ośrodki służby zdrowia, a także jako wartość utraconych

świadczeń wynikających z absencji chorych (Ligus, 2010, 184–188). W tabeli 3 przedstawiono przykładowe koszty zewnętrzne wybranych polskich elektrowni węglowych, obliczone na podstawie danych dla 2004 roku.

**Tabela 3**

Wysokość kosztów zewnętrznych krajowych elektrowni

Nazwa elektrowni	Zdrowie euro cent/kWh	Plony rolne euro cent /kWh	Materiały euro cent /kWh	Razem euro cent /kWh
Kozienice	3,44	-0,01	0,22	3,66
Bełchatów	4,09	0,01	0,30	4,39
Łagisza	4,18	0,00	0,35	4,53
Ostrołęka	4,48	-0,04	0,24	4,69
Dolna Odra	3,44	-0,02	0,17	3,59
Siekierki	3,21	-0,01	0,22	3,42
Pątnów	8,86	-0,02	0,58	9,42
Adamów	3,30	-0,01	0,19	3,48
Połaniec	4,20	-0,01	0,26	4,46

Źródło: Kudełko, Suwała, Kamiński (2007), s. 25.

Ich wartość określono przeliczając je na kilowatogodzinę energii elektrycznej, a dodatkowo w podziale na poszczególne obszary, na które wpływają zanieczyszczenia tj. zdrowie ludzkie, sektor rolny oraz budynki i budowle. Uzyskane wartości ujemne, wskazują na korzystny wpływ popiołów emitowanych z kominów, w postaci dodatkowego nawożenia, poprawiającego uzyskiwane plony, niemniej największy udział w pozycjach końcowych posiada obszar zdrowia. Najwyższe jednostkowe koszty zewnętrzne, bez uwzględnienia CO<sub>2</sub>, generuje elektrownia Pątnów, w wysokości 9,42 EUR-c/kWh, natomiast najniższe wartości uzyskano dla elektrowni Adamów 3,48 EUR-c/kWh i elektrociepłowni Siekierki 3,42 EUR-c/kWh.

Natomiast w tabeli 4 przedstawiono koszty zewnętrzne oraz ich prognozę na lata 2020 i 2030 dla rozpatrywanych technologii produkcyjnych.

**Tabela 4**

Projekcja kosztów zewnętrznych dla wybranych technologii wytwórczych

Technologia	2005–2010	2020	2030
	euro cent/kWh	euro cent /kWh	euro cent /kWh
El. kondensacyjna węgiel kamienny	3,1352	3,2967	4,1402
El. kondensacyjna węgiel brunatny	2,9693	2,9671	3,9383
El. wiatrowa lądowa	0,1025	0,0714	0,0747
El. wiatrowa morska	0,0938	0,0694	0,0743
El. fotowoltaiczna – dach	0,8745	0,8043	0,9103
El. fotowoltaiczna – grunt	0,8880	0,8207	0,9260

Źródło: opracowanie na podstawie Project 518294 SESG Cost Assesment of Sustainable Energy Systems D.6.1 [www.feem-project.net](http://www.feem-project.net) (15.01.2016).



Najwyższe koszty towarzyszą energii produkowanej przez elektrownie węglowe, odpowiednio zasilane węglem kamiennym i brunatnym, natomiast najniższe odpowiadają elektrowniom wiatrowym. Prognozy wskazują wzrost jednostkowych kosztów zewnętrznych dla wszystkich technologii, natomiast dla instalacji rozproszonych tj. fotowoltaicznych oraz wiatrowych przewiduje się lokalny spadek w 2020 roku.

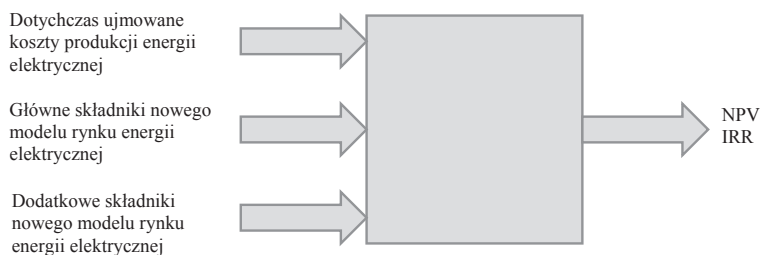
#### **4. Koncepcja budowy modelu**

Na podstawie analizy literaturowej autorzy zaproponowali wstępne założenia, które powinny zostać uwzględnione przy budowie modelu dedykowanego analizie porównawczej instalacji wielkoskalowych i rozproszonych:

- wykorzystanie mierników efektywności inwestycji, w miejsce analiz kosztowych,
- ograniczenie badań do homogenicznych instalacji produkcyjnych tj. produkujących jedynie energię elektryczną, z pominięciem jednostek produkujących ciepło w procesie skojarzonym,
- pominięcie innowacyjnych technologii produkcyjnych, które obecnie nie zostały jeszcze skomercjalizowane,
- ograniczenie badań do porównania grup Wielkoskalowej Energetyki Korporacyjnej oraz Niezależnych Inwestorów z pominięciem grupy Energetyki Prosumenckiej, gdyż tam subiektywizm inwestora ma największy wpływ na podejmowane decyzje inwestycyjne,
- budowa przejściowego modelu rynku elektroenergetycznego tj. uwzględniającego dodatkowe składniki kosztowe m.in.: koszty przesyłu-dystrybucji, koszty zewnętrzne oddziaływania na środowisko,
- uwzględnienie postępu techniczno-technologicznego, mającego wpływ na wysokość nakładów, a także konkurencyjność porównywanych technologii, w okresie prognozy, co przekłada się na liczbę lat pracy instalacji warunkowanej ich ekonomiczną przydatnością,
- uwzględnienie czynników rynkowych do wyznaczenia liczby godzin pracy instalacji wytwarzania energii w ciągu roku, w zestawieniu z dobowymi profilami zapotrzebowania na energię elektryczną na szczeblu krajowym.

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń w zakresie modelowania ekonomicznego, dotyczącego pracy elektrowni oraz uwzględniając prognozowane zmiany autorzy proponują wstępną koncepcję modelu finansowego, pozwalającego na porównanie instalacji rozproszonych oraz wielkoskalowych. Schemat proponowanej wstępnej koncepcji został przedstawiony na rysunku 3.

Zbiór danych wejściowych będzie obejmować: dotychczas ujmowane koszty produkcji energii, główne składniki nowego modelu rynku energii oraz dodatkowe składniki nowego modelu elektroenergetycznego.



**Rysunek 3.** Wstępna koncepcja modelu finansowego umożliwiającego porównanie instalacji wielkoskalowych oraz rozproszonych z uwzględnieniem prognozowanych elementów nowej architektury rynku energii elektrycznej.

Źródło: opracowanie własne.

W grupie kosztów produkcji energii, planuje się uwzględnić m.in. koszty paliwa, materiałów pomocniczych, wydatki związane z pracami remontowymi, wynagrodzenia personelu. Elementy rachunku kosztowego odpowiadają dotychczasowej metodyce kalkulacji kosztów instalacji energetycznych (Laudyn, 1999, 107–121; Paska, 2007, 116–163).

W grupie głównych składników nowego modelu rynku zostaną określone nakłady inwestycyjne związane z analizowanymi technologiami oraz czas pracy instalacji oszacowany na podstawie analiz rynkowych. Oczekuje się, że wykorzystanie w symulacji wartości nakładów inwestycyjnych oraz ich prognoz, pozwoli na porównanie konkurencyjności instalacji produkcyjnych obecnie oraz w przyszłości. Koncepcja modelu zakłada, że czas pracy instalacji zostanie wyznaczony z wykorzystaniem analiz dobowych profili zapotrzebowania na energię elektryczną oraz notowań rynkowych na Towarowej Giełdzie Energii, co powinno odzwierciedlić wpływ CCR na kształt przyszłej architektury rynku. Wpływy ze sprzedaży energii elektrycznej będą głównymi przychodami porównywanych instalacji.

W grupie dodatkowych składników nowego modelu rynku ujęty zostanie wpływ kosztów dystrybucji energii oraz koszty społeczne związane z oddziaływaniem instalacji na środowisko.

Danymi wyjściowymi będą wskaźniki wykorzystywane do oceny efektywności inwestycji tj. NPV oraz IRR, bowiem przyjmując założenie pełnego urynkowania sektora elektroenergetycznego, w najlepszym stopniu pozwalają one określić preferencje inwestorów na rynku. Proponowana koncepcja modelu będzie odzwierciedlać działalność operacyjną porównywanych instalacji tj. elektrowni węglowej, wiatrowej oraz fotowoltaicznej w obszarze finansów. Na podstawie danych wejściowych zostaną zamodelowane jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej, które następnie zostaną zweryfikowane względem obecnie stosowanych metodyk. Równoległe kosztów posłużą do oszacowania realnego czasu pracy instalacji, w oparciu o dobowe profile zapotrzebowania na energię oraz informacje o zasobach wytwórczych systemu elektroenergetycznego. Na ich podstawie zostaną określone strumienie pieniężne, niezbędne do oceny efektywności inwestycji.

## Uwagi końcowe

Weryfikacja kosztów wytwarzania energii elektrycznej z pominięciem zmiany architektury rynku elektroenergetycznego nie zapewnia rzetelnego porównania instalacji wielkoskalowych oraz rozproszonych. Przez pryzmat dwóch grup instalacji można zaobserwować konfrontację odmiennych filozofii działania rynku, tj. oligopolu oraz rynku konkurencji doskonałej. Analiza porównawcza w sferze ekonomicznej sporządzona na bazie dotychczasowej metodyki badań preferuje instalacje wielkiej skali, minimalizując ich wady i ograniczenia. Stąd koniecznym w ocenie konkurencyjności wydaje się budowa alternatywnego podejścia do problemu, które zostało zaprezentowane we wstępnej koncepcji modelu finansowego, uwzględniającego m.in.:

- prognozy wysokości nakładów inwestycyjnych,
- urealniony czas pracy instalacji,
- koszty społeczne instalacji,
- koszty przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

Przeprowadzenie badań porównawczych wg proponowanego podejścia napotyka na dodatkową trudność, tj. brak docelowej architektury rynkowej uwzględniającej nowe rozwiązania, co sprawia, że wynik planowanej analizy może mieć jedynie znaczenie orientacyjne i obciążony będzie ryzykiem błędu. Warto dodać, że proponowana koncepcja stanowi kompleksowe podejście porównania dwóch modeli rynku elektroenergetycznego.

## Literatura

- Kocot, H. (2012). *Analiza i synteza rozwoju systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kosztów krańcowych*. Gliwice: Wydawnictwo Politechniki Śląskiej.
- Kudelko, M., Suwała, W., Kamiński, J. (2007). *Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych*. Kraków: Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN.
- Laudyn, D. (1999). *Rachunek Ekonomiczny w elektroenergetyce*. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.
- Ligus, M. (2010). *Efektywność inwestycji w Odnawialne Źródła Energii Analiza Kosztów i Korzyści*. Warszawa: CeDeWu.
- Paska, J. (2007). *Ekonomika w elektroenergetyce*. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.
- Kudelko, M. (2008). *Internacjonalizacja kosztów powodowanych przez krajowy sektor energetyczny – analiza kosztów i korzyści*. Polityka Energetyczna (7.10.2014).
- Popczyk, J., Wójcicki, R., Małyszczuk, M., Kordas, L. (2016). *E7 – globalna przebudowa energetyki w perspektywie siedmiu krajów/regionów (USA, Chiny, Niemcy, Indie, Japonia, UE i Afryka Subsaharyjska) i wnioski oraz propozycje dla Polski* (2016). Artykuły Referencyjne, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej (7.11.2016).
- Popczyk, J. (2015). *Model Interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od modelu WEK-NI-EP do modelu EP-NI-WEK*. Artykuły Referencyjne, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej (7.12.2016).
- Popczyk, J. (2016). *Model Interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego*. Artykuły Referencyjne, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej (7.10.2016).
- Popczyk, J., Podgajniak T. (2015). *Uzasadnienie (podstawy merytoryczne) do programu przebudowy polskiej energetyki*. Artykuły Referencyjne, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej (7.10.2016).
- Sowiński, J. (2014). *Koszty energii z odnawialnych źródeł energii*. Przegląd Elektrotechniczny (7.10.2015).
- Sowiński, J. (2007). *Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach systemowych*. Polityka Energetyczna (7.10.2014).

- Zaporowski, B. (2011). *Efektywność energetyczna i ekonomiczna elektrowni i ciepłowni dużej i średniej mocy*. Polityka Energetyczna (7.10.2014).
- Tidball, R., Bluestein, J., Rodrugez, N., Knoke, S. (2010). *Cost and Performance Assumptions for Modelling Electricity Generation Technologies*. National Renewable Energy Laboratory (13.01.2016).
- Cost and Performance data for power generation technologies* (2012). Black & Veatch. Dostęp internetowy (15.01.2016).

#### **ECONOMICAL AND FINANCIAL ANALYSIS OF COMPETITIVENESS OF THE ENERGY SOURCES: LAGRE SCALE POWER PLANT AND RENEWABLE ENERGY UNITS**

**Abstract:** *Purpose* – This article identifies the influence of the future shape of power market and crucial technical factors on the financial model of the power plant.

*Design/Methodology/approach* – The study uses the method of analysis of the literature, focused on the cost methodology and the future of the power market forecast.

*Findings* – The key factors of future investment projects carried out by private investors were identified, and initial concept of financial model was constructed in the paper.

*Originality/value* – The authors presented the complex approach to the investment projects in the power market area comparing to different architecture of the power market.

**Keywords:** transformation of the power sector, project investment evaluation

#### **Cytowanie**

- Kopiński, A., Grzegorzewski, M. (2017). Analiza konkurencyjności ekonomiczno-finansowej wielkoskalowych i rozproszonych źródeł energii. *Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia*, 5 (89/1), 205–216. DOI: 10.18276/frfu.2017.89/1-16.