Aktualny komentarz

Elektrownia węglowa w Ostrołęce vs. fotowoltaika

Wyniki symulacji i analiz Instytutu Energetyki Odnawialnej – wpływ wzrostu cen i taryf energii elektrycznej na opłacalność inwestycji w odnawialne źródła energii*

New coal power plant in Ostrołęka vs. photovoltaics farms

The results of the simulation and analysis of the Institute for Renewable Energy – the impact of electricity prices escalation in Poland on the profitability of investments in renewable energy sources

Grzegorz Wiśniewski
Instytutu Energetyki Odnawialnej, Warszawa
E-mail: gwisniewski@ieo.pl
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-7708-6058

Abstract

One of the most important dilemmas faced by the European Union is the decision on acceptable scale of using fossil fuels – in particular coal, in covering the demand for energy in member states. Currently, there are numerous discussions concerning the restriction of the use of this highly emissive energy carrier by the EU countries, which, as a result, is to reduce air pollution on a global scale. The article presents the use of energy carriers in traditionally coal based regions and forecasts regarding the economics of new investment in coal fired power plants against investment in renewable energy. Comparison of levelised cost of electricity from coal and solar (PV) energy and it's impact of electivity prices in Poland up to 2040 was done. The conducted analyzes indicate that a hypothetical PV investment alternative could reduce generation costs by 1.5-2% in the long term.

Keywords – *coal, energy security, energy balances*

* Powyższy scenariusz był po raz pierwszy zaprezentowany i podany dyskusji z ekspertami podczas debaty „Scenariusz cen energii elektrycznej do 2030 roku – wpływ wzrostu cen i taryf energii elektrycznej na opłacalność inwestycji w OZE", Warszawa, Targi RE-energy Expo, 11 października 2018 roku, https://www.ieo.pl/pl/raporty/92--31.

Nowe ramy polityczne dla inwestycji w energetyce

Obecny miks paliwowy oparty na węglu spowodował, że przez szybko rosnące ceny uprawnień do emisji CO_2 rosną koszty wytwarzania, przekładające się bezpośrednio na koszty zaopatrzenia w energię elektryczną. Rynek uprawnień do emisji regulowany jest zgodnie ze wspólnotową doktryną klimatyczno-energetyczną, poprzez którą wyrażane jest dążenie całej Unii Europejskiej (UE) do głębokiej dekarbonizacji systemów energetycznych państw członkowskich, m.in. poprzez wzrost kosztów emisji dwutlenku węgla.

W roku 2017 na szczeblu Rady UE ustalono ramy polityki klimatycznej UE do roku 2016, a w roku 2016 został opublikowany scenariusz Komisji Europejskiej (KE), który uwzględniał założenia dotyczące przyszłych cen uprawnień do emisji. Wiadomym było, w jakim kierunku będzie prowadzony system ETS i jakiego poziomu cen uprawnień do emisji CO_2 i takich należało się spodziewać się w przyszłości po przyjęciu w maju 2018 roku nowych dyrektywy składających się na tzw. klimatyczno-energetyczny *Pakiet zimowy*. Warto postawić pytanie, czy w tej sytuacji dalsze prowadzenie inwestycji w moce wytwórcze oparte na spalaniu węgla jest uzasadnione.

Decyzje polityczne już wkrótce przesądzą o kosztach energii

W najbliższym czasie zostanie podjętych wiele istotnych decyzji politycznych (m.in. dotyczących funkcjonowania tzw. rynku mocy, przyszłości gospodarki węglowej oraz wpływu emisji CO_2 na gospodarkę). Decyzje strategiczne będą przekładały się na kształt miksu paliwowego w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE) oraz na przyszłe inwestycje, które odbiją się na cenach energii elektrycznej. Brakuje jednak przejrzystej debaty na ten temat oraz szczegółowej, kompleksowej analizy dotyczącej możliwego wpływu opracowanych polityk energetycznych na koszty u odbiorców końcowych energii i ich skutków dla poszczególnych sektorów gospodarki. Koncepcje energetyczne państwa są formułowane bez oceny wpływu na koszty i ceny energii oraz bez analizy wrażliwości kluczowych decyzji dotyczących politycznych prób kształtowania przyszłego miksu energetycznego.

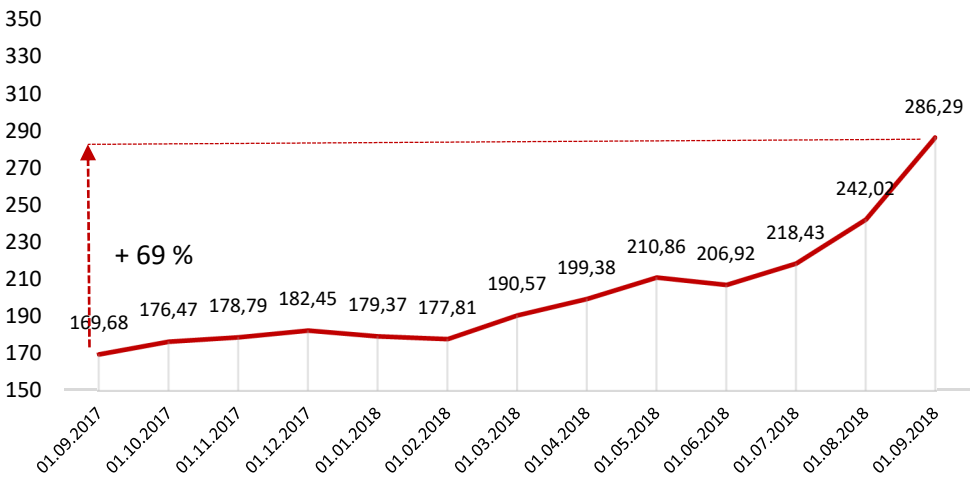
Ponadto brakuje narzędzi do prognozowania, które umożliwiałyby analizę i testowanie założeń polityki państwa w zakresie kształtowania miksu energetycznego oraz pozwalały

na ocenę zasadności podejmowanych decyzji inwestycyjnych i analizę ich wpływu na dynamikę cen energii elektrycznej.

Skokowy wzrost cen hurtowych energii elektrycznej w III kwartale 2018 roku jako reakcja na wzrost cen uprawnień do emisji CO2

Konieczność zmiany podejścia do analiz rynku energii elektrycznej i ocen ekonomicznych planowanych projektów inwestycyjnych staje się niezwykle pilna w obliczu skoków cen hurtowych energii zaobserwowanych nie niespotkaną wcześniej skale w III kwartale 2018 roku. Wiele wskazuje bowiem na to, że powyższe zjawisko nie ma charakteru przejściowego, a ceny energii elektryczne w Polsce, z przyczyn fundamentalnych nie wrócą do poziomu z pierwszego półrocza 2018 roku. W I kwartale 2018 roku średnia hurtowa cena energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego (RDN) wyniosła 184 zł/MWh i była wyższa o 19% od średniej ceny notowanej w analogicznym okresie ubiegłego roku. W II kwartale bardzo mocno wzrosły ceny energii w kontraktach terminowych na sierpień, wrzesień oraz cały trzeci kwartał 2018 roku. Ceny przekraczały 330 zł za MWh.

Rysunek 1. Wycena kontraktów terminowych na energię elektryczną z dostawą (pasmo) w roku 2019 (RTT_BASE_Y-19) w poszczególnych miesiącach ostatniego roku



Źródło: opracowanie własne.

Władze krajowe (Urząd Komisji Nadzoru Finansowego, Urząd Regulacji Energetyki, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów) ogłosiły kontrole na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) oraz kontrole głównych uczestników rynku energii o dominującej pozycji, ich celem będzie zbadanie ewentualnych nieprawidłowości w zachowaniu podmiotów gospodarczych. Pomimo tego istnieje szereg przesłanek, aby postawić tezę, że przyczyny wzrostu cen energii mają realne podstawy (wzrost cen węgla i szybki wzrost cen uprawnień do emisji CO_2) i – przede wszystkim – mają charakter fundamentalny, związany z polityką energetyczną. Wskazuje na to fakt, że ceny energii elektrycznej wciąż rosną. **Średnioważony wolumenem kurs rozliczeniowy kontraktów BASE-Y_19 wyniósł we wrześniu 2018 roku 286,29 PLN/MWh, co oznaczało ponowny wzrost o ponad 18% miesiąc do miesiąca.**

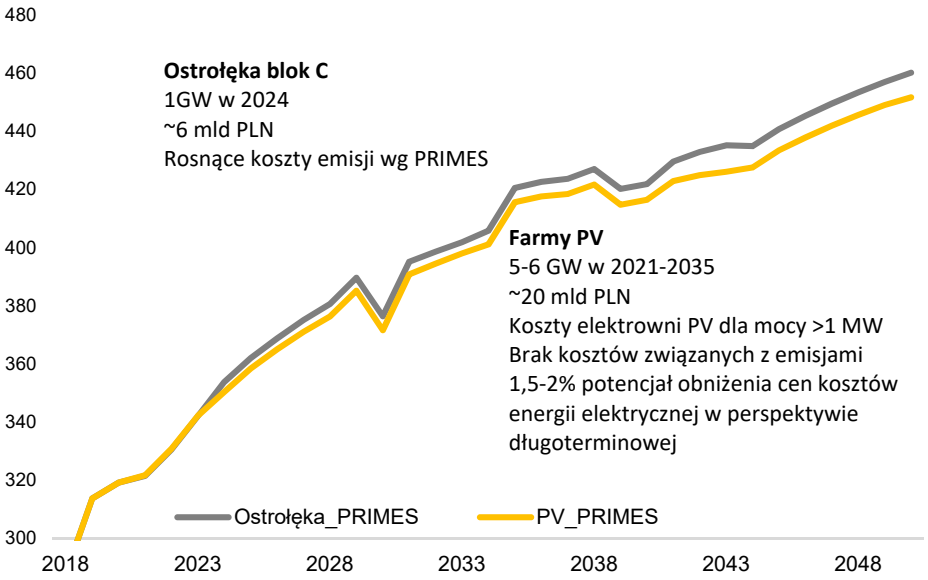
Wzrosty cen energii elektrycznej odbiją się negatywnie na kosztach prowadzenia działalności gospodarczej. Wiele przedsiębiorstw, ze względu na diametralne zmiany na rynku energii utraci konkurencyjność oferowanych towarów i usług stając jednocześnie w bardzo trudnej sytuacji (mowa tu o małych przedsiębiorstwach odznaczających się dużym udziałem kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej np. przedsiębiorstwa chłodnicze). Wzrost cen energii elektrycznej, oprócz pogorszenia sytuacji przedsiębiorstw, przyniesie za sobą nowe możliwości. Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE) po raz pierwszy stają w obliczu możliwości urynkowienia swojej działalności i wyjścia poza ramy systemów wsparcia.

Analiza Instytutu Energii Odnawialnej (IEO)

IEO przeprowadził analizę, w której, na podstawie modelu kosztowego sektora elektroenergetycznego, oszacowano przyszły poziom ceny energii elektrycznej wynikający ze scenariusza rozwoju mixu elektroenergetycznego uwzględniającego budowę bloku węglowego w Ostrołęce o mocy 1 000 MW. W ramach analizy wrażliwości przeanalizowano hipotetyczny wariant, w którym zamiast planowanego bloku w Ostrołęce do systemu wprowadzono farmy fotowoltaiczne o mocy pozwalającej na pokrycie generacji z planowanego bloku węglowego. Zasymulowano budowę 5 GW farm o mocach 1 MW włączanych do sieci w okresie 2019-2024 roku, z dalszą kompensata spadku ich wydajności dodatkowymi inwestycjami aż do roku 2035 (z okresem trwałości najnowszych farm sięgającym roku 2060). Przyjęto też niezwykle korzystne założenie, że blok

węglowy w Ostrołęce utrzyma pełną konkurencyjność na rynku energii z możliwością pracy w tzw. podstawie w całym analizowanym okresie.

Rysunek 2. Porównanie wpływu inwestycji w scenariuszu Nuclear '2031 [PLN'17 /MWh] Ostrołęka vs. PV



Źródło: opracowanie własne.

W analizowanym scenariuszu hipotetycznym zastąpiono planowany blok węglowy rozłożonymi w czasie inwestycjami w farmy fotowoltaiczne (PV). Rosnące koszty finansowania elektrowni węglowych (kolejne banki wycofują się z finansowania inwestycji węglowych), rosnące nakłady inwestycyjne związane z koniecznością dostosowania nowych źródeł do rosnących wymagań środowiskowych, a przede wszystkim rosnące koszty zmienne związane z emisjami oraz pozyskaniem surowca energetycznego powodują, że tańsze eksploatacyjnie źródła OZE, takie jak fotowoltaika (której koszty inwestycyjne ciągle spadają) stanowią rozsądną alternatywę dla do niedawna uchodzącego za najtańszej elektroenergetyki węglowej węgla, dzięki której możliwym byłoby obniżenie przyszłych kosztów energii elektrycznej.

Analizy wskazują, że wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO_2 przekroczony został punkt zwrotny w energetyce i nastąpiła zmiana dotychczasowego paradygmatu

pojęciowego: dalsza „karbonizacja" energetyki podnosi koszty energii dla odbiorców końcowych, a dekarbonizacja realizowana dzięki OZE je obniża.

OZE – panaceum na wzrost kosztów energii elektrycznej

Preferowany przez rząd scenariuszem rozwoju energetyki nazwany przez IEO „scenariuszem węglowo-atomowym" nie jest rozwiązaniem problemu wzrostu kosztów**.** Szczegółowa analiza tego scenariusza i kryjącego się za nim planu inwestycyjnego (rewitalizacja bloków węgielkowych, kogeneracja węglowa i budowa elektorowi jądrowej prowadzi do wniosku, że co prawda Polska teoretycznie może zejść z emisjami do 550 kg/MWh w 2030 roku, ale **energia elektryczna (w stosunku do jej – już podniesionych – cen z września 2018 roku) będzie kosztowała w 2030 roku (bez inflacji) o ponad 30% więcej niż obecnie, a w perspektywie 2050 roku skala wzrostów przekroczy 60% w stosunku do 2018 roku.**

Przeprowadzone analizy wskazują na to, że hipotetyczny wariant PV mógłby ograniczyć koszty generacji o 1,5-2% w perspektywie długoterminowej. Potencjał obniżania cen energii elektrycznej poprzez stosowanie źródeł OZE jest tym wyższe, im wyższe są poziomy cen uprawnień do emisji i paliw.

Rosnące koszty wytwarzania w mixie energetycznym opartym na źródłach wysoce emisyjnych, a co za tym idzie – cen energii elektrycznej skłaniają do szukania alternatyw i poszukiwania tańszych rozwiązań opartych na OZE, a zwłaszcza w inwestycje w najtańsze OZE (PV i farmy wiatrowe). Inwestycje w OZE są podstawowym środkiem zaradczym na rosnące koszty w przedsiębiorstwach. Obecna sytuacja rynkowa sprawia, że inwestowanie w OZE ograniczające zużycie energii w przedsiębiorstwach staje się coraz bardziej rynkowo opłacalne.