



WPLYW RYZYKA KLIMATYCZNEGO NA PROCESY INWESTYCYJNE W ELEKTROENERGETYCE – STUDIA PRZYPADKÓW ELEKTROWNI WĘGLOWYCH OSTROŁĘKA I JAWORZNO ORAZ ELEKTROWNI WIATROWEJ SZYMANKOWO

Bartosz Sobik

Streszczenie

Cel. Dziejąca się transformacja energetyczna stanowi istotne wyzwanie dla polskiego sektora elektroenergetycznego. Luka inwestycyjna w obszarze elektroenergetycznych aktywów wytwórczych w Polsce wymaga przeprowadzenia wielkoskalowych projektów inwestycyjnych obejmujących nowe źródła wytwórcze. Kluczowym aspektem każdej inwestycji elektroenergetycznej jest ryzyko inwestycyjne, które w tym sektorze w sposób szczególny jest związane z ryzykiem klimatycznym i finansowym. Celem niniejszego artykułu jest wykazanie zasadniczego wpływu ryzyka klimatycznego na powodzenie projektów inwestycyjnych w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze.

Metoda. Przeprowadzono trzy studia przypadku, dla których określono poziom ryzyka inwestycyjnego ze szczególnym uwzględnieniem ryzyka klimatycznego i wyników analizy ekonomicznej opłacalności inwestycji. Dokonano także przeglądu literatury oraz dokumentów spółek energetycznych i aktów prawnych.

Wyniki. W dobie kryzysu energetycznego i prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej, niemożliwe stało się ukończenie montażu finansowego ze źródeł zewnętrznych dla nowych jednostek węglowych, co zostało przedstawione na przykładzie nieudanej inwestycji w Ostrołęce. Ignorowanie ryzyka klimatycznego, jak i wyników rachunku efektywności inwestycji doprowadziło do przerwania projektu i wygenerowania kosztów utopionych. Obecne uwarunkowania rynkowe w sektorze wydatnie wspierają inwestycje w odnawialne źródła energii, jako zbieżne z zasadami zrównoważonego rozwoju. Jednakże polski system elektroenergetyczny obecnie znajduje się w takiej sytuacji, że konieczne jest także inwestowanie w wielkoskalowe jednostki wytwórcze celem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zwłaszcza w obecnej sytuacji kryzysu energetycznego w Europie.

Słowa kluczowe: ryzyko inwestycyjne, transformacja energetyczna, ryzyko klimatyczne, luka inwestycyjna, efektywność inwestycji, inwestycje

Klasyfikacja JEL: G32, Q40, Q42, Q48

Wstęp

Funkcjonowanie współczesnej cywilizacji uzależnione jest od dostaw energii elektrycznej. Jest ona jedną z kluczowych determinant rozwoju gospodarczego oraz społecznego. Szczególnie istotne jest funkcjonowanie rynku energii, który w erze globalizacji nie ogranicza się wyłącznie do granic kraju, ale uwzględnia zdarzenia zachodzące na rynkach globalnych i regionalnych (Niedziółka, 2018). Konieczność dostosowywania krajowego rynku energii elektrycznej do zliberalizowanych standardów europejskich, a także przekształcenia i zmiany statusu prawnego spółek energetycznych spowodowały, że przełom wieków XX i XXI był niemalże stracony pod względem realizacji inwestycji w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze. Doprowadziło to do powstania znacznej luki inwestycyjnej, która w połączeniu z przestarzałymi obiektami wytwórczymi wybudowanymi w latach 60. i 70. XX wieku, może w najbliższych latach doprowadzić do niedoboru zasobów wytwórczych (Krupiński et al., 2019). Biorąc także pod uwagę konieczność wycofania z eksploatacji przestarzałych bloków energetycznych, które nie będą spełniały coraz bardziej rygorystycznych norm środowiskowych, istniejąca luka inwestycyjna (związana z niedoborem inwestycji w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze na przełomie XX i XXI wieku) przy braku podjęcia konkretnych działań może w przyszłości doprowadzić do wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zagrożenie to wystąpiło w latach 2015, 2016 i 2018 (Sobik, 2019), co dowodzi istotności problemu i jego skali. Sytuacja panująca w sektorze elektroenergetycznym stanowi przesłankę do podjęcia szeregu inwestycji, które będą kluczowe z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Konieczność realizacji wielkoskalowych inwestycji wymaga od inwestorów przeprowadzenia precyzyjnych analiz ryzyka inwestycyjnego, ze szczególnym uwzględnieniem ryzyka finansowego (zwłaszcza rachunku efektywności inwestycji) oraz ryzyka klimatycznego, co ma szczególne znaczenie w kontekście dynamicznej sytuacji panującej na rynku energii. Zmieniające się uwarunkowania, szczególnie związane z polityką energetyczno-klimatyczną, wpływają na kształt inwestycji w sektorze elektroenergetycznym. Polityka klimatyczna, związana z przeciwdziałaniem zmian klimatu, na tyle istotnie wpływa na kształt polityki energetycznej, że obecnie te dwa pojęcia traktowane są łącznie jako polityka energetyczno-klimatyczna.

Podjęcie inwestycji w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze nieodzownie wiąże się z ekspozycją na ryzyko. Kapitałochłonne, długoterminowe projekty inwestycyjne, w dodatku realizowane w dynamicznie zmieniającym się środowisku inwestycyjnym, narażone są na wiele rodzajów ryzyka. Zdolność do kontrolowania poziomu ryzyka, a także umiejętność adaptacji do zachodzących zmian uwidaczniających się w bliższym i dalszym otoczeniu przedsiębiorstwa warunkują powodzenie całego procesu inwestycyjnego, jak i jego efektywność finansową (Niedziółka, Czyżak, 2017).

Celem niniejszej publikacji jest wykazanie istotnego wpływu ryzyka klimatycznego jak i ryzyka finansowego (ze szczególnym uwzględnieniem rachunku efektywności inwestycji) na powodzenie projektu inwestycyjnego, a także ewaluacja trzech dokonanych inwestycji – dwóch zakończonych sukcesem i jednej przerwanej – z perspektywy narażenia na ryzyko klimatyczne i finansowe.

Na podstawie przykładów trzech realizowanych inwestycji zaprezentowano jak podejście inwestorów do ryzyka klimatycznego i analizy ekonomicznej wpływa na ostateczny efekt inwestycji. Do studium przypadków wyselekcjonowano trzy inwestycje, które prezentowały dużą wartość dodaną w zakresie materiału badawczego. Pierwszą z nich jest inwestycja Grupy

Tauron w blok węglowy w Jaworznie. Drugą jest budowa bloku węglowego w elektrowni Ostrołęka C przez konsorcjum spółek Energa i Enea, która jednakże została przerwana i zakończona fiaskiem, dając tym samym okazję do dokonania ewaluacji założeń analizy efektywności tej inwestycji, jak i powodów porażki tego przedsięwzięcia. Ostatnim przypadkiem jest inwestycja Polenergii w farmę wiatrową w Szymankowie, będącą pierwszą inwestycją w zawodową elektrownię wiatrową, której finansowanie jest oparte wyłącznie na warunkach komercyjnych, bez konieczności uzyskiwania dopłat przed rozpoczęciem fazy eksploatacji. Powyższe przypadki dotyczą dwóch bloków węglowych i elektrowni wiatrowej, co pozwala na precyzyjne zbadanie trendów inwestycyjnych w sektorze.

1. Ryzyko inwestycyjne w elektroenergetyce

Realizacja inwestycji w elektroenergetyce, a zwłaszcza w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze (do których zostaną zawężone rozważania w niniejszym artykule), jest nierozzerwalnie związana z szeregiem charakterystycznych rodzajów ryzyka. Długi czas realizacji inwestycji, jak i eksploatacji, wysoka kapitałochłonność czy ryzyko związane z prognozami przyszłych przepływów pieniężnych z inwestycji to istotne składowe rachunku efektywności inwestycji (REI), który jest kluczowym elementem analizy opłacalności.

Ryzyko inwestycyjne w elektroenergetyce objawia się także w postaci ryzyka klimatycznego, wynikającego z prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej zarówno na szczeblu krajowym i europejskim. Postępująca transformacja energetyczna i dekarbonizacja, mająca za zadanie chronić klimat i środowisko naturalne, wpływa na zmianę warunków inwestycyjnych w sektorze. Rozwój energetyki węglowej został zatrzymany za sprawą dekarbonizacji, jednakże transformacja energetyczna oznacza dużą szansę dla rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE). Zmiana optyki w kontekście postrzegania energetyki jako sektora charakteryzującego się znaczną antropopresją spowodowała, że ryzyko klimatyczne ma coraz większy wpływ na procesy inwestycyjne. Świadczy o tym także implementacja standardów ESG¹, mających na celu wspieranie zrównoważonego rozwoju.

1.1. Rachunek efektywności inwestycji (REI) dla elektroenergetycznych aktywów wytwórczych

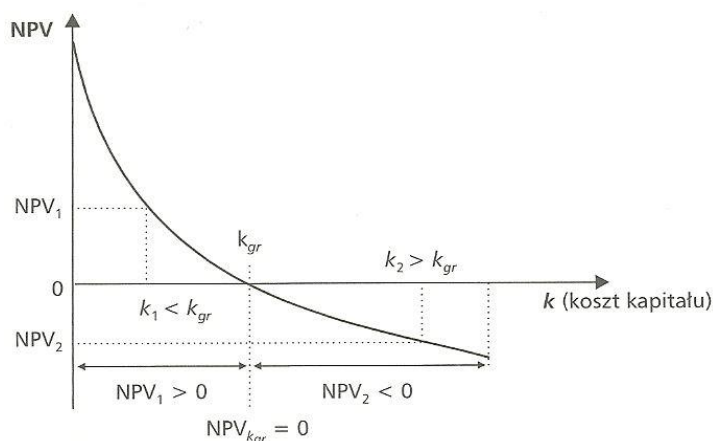
REI stanowi kluczowy element procesu analizy i podejmowania decyzji inwestycyjnej, zwłaszcza w kontekście inwestycji specyficznych, jakimi są elektroenergetyczne aktywa wytwórcze. Wpływa także istotnie na poziom ryzyka finansowego inwestycji. Do cech charakterystycznych inwestycji w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze można zaliczyć (Sobik, 2021):

- Wysoką kapitałochłonność inwestycji, która niejednokrotnie przekracza możliwości finansowe pojedynczych podmiotów;
- Lokalizację uzależnioną od dostępu do bazy surowcowej bądź warunków meteorologicznych;
- Długi okres realizacji inwestycji wraz z wysokim stopniem złożoności technologicznej mogą być powodem powstawania opóźnień, co z kolei może negatywnie rzutować na prognozowane przychody pieniężne z projektu inwestycyjnego i jego efektywność ekonomiczną;
- Długi okres ekonomicznej eksploatacji inwestycji;
- Długi okres zwrotu z inwestycji, wynikający z wysokich kosztów inwestycyjnych i zależny od tempa generowania dodatknych przepływów pieniężnych przez inwestycję;

¹ ESG – z ang. Environmental, Social, Governance.

- Inwestycja wpływa nie tylko na inwestora, ale także na szereg innych interesariuszy (lokalna społeczność, środowisko naturalne).

Podstawą REI są wskaźniki NPV, NPVR i IRR. Metoda NPV (z ang. net present value) stanowi sumę wszystkich zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto wygenerowanych przez analizowaną inwestycję, które będą osiągnięte podczas całego cyklu życia przedsięwzięcia (Rogowski, 2018). NPVR (z ang. net present value ratio) jest ilorazem NPV oraz wartości bieżącej nakładów inwestycyjnych, co umożliwi przedstawienie wyniku nie w postaci kwotowej (jak NPV), ale w wartościach relatywnych (procentowych). IRR (z ang. internal rate of return), czyli wewnętrzna stopa zwrotu, matematycznie jest ujmowana jako stopa zwrotu dla której równanie NPV przyjęłoby wartość 0 (kgr na rys. 1), a więc poziom ekonomicznego progno rentowności. Umożliwia ona porównanie tej wartości z kosztem kapitału zaangażowanego w daną inwestycję (Tamże).



Rysunek 1. Profil NPV typowej inwestycji.

Źródło: (Rogowski, 2018, s. 286)

Przedsięwzięcie inwestycyjne jest efektywne jeśli IRR będzie wyższe od kosztu kapitału pozyskanego na potrzeby inwestycji. Kryteria bezwzględne wskazują minimalne warunki konieczne do tego, by uznać inwestycję za opłacalną:

- $NPV > 0$
- $NPVR > 0$
- $IRR > WACC^2$

W przypadku niespełnienia powyższych kryteriów bezwzględnych można stwierdzić, że realizacja inwestycji doprowadzi do destrukcji wartości rynkowej inwestora, a także nie pozwoli na pokrycie kosztu zaangażowanego kapitału [6]. Profil NPV typowej inwestycji wraz z jego korelacją z kosztem kapitału został przedstawiony na rys. 1.

Rosnący koszt kapitału (k) prowadzi do spadku NPV, co przekłada się na efektywność danej inwestycji. Koszt kapitału (k) większy od IRR (k_{gr}) świadczy o ujemnej wartości NPV, a więc o nieopłacalności inwestycji.

Inwestycje spółek energetycznych są także wyeksponowane na ryzyko związane z prognozą przyszłych przepływów pieniężnych, co bezpośrednio wpływa na rezultat REI, a w konsekwencji może wpływać na koszt kapitału.

REI w realiach inwestycji w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze sprowadza się także do analizowania LCOE i LRMC:

² Za koszt kapitału zaangażowanego w inwestycję przyjęto WACC, zgodnie z Rogowski, 2018, s. 378.

- LCOE (z ang. levelized cost of energy – jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej) – miara opłacalności źródeł energii umożliwiająca porównywanie różnych technologii i jednostek wytwórczych. Stanowi iloraz kosztów budowy i eksploatacji i całkowitej wyprodukowanej energii. Może być także traktowana jako pewien średni minimalny poziom ceny energii, która będzie generowała zyski dla przedsięwzięcia inwestycyjnego.
- LRMC (z ang. long-run marginal cost – długoterminowy koszt krańcowy) – koszt zwiększenia wolumenu produkcji o jedną jednostkę w długim terminie, umożliwia analizowanie zasadności zwiększenia produkcji energii w długim okresie i porównania z panującą sytuacją rynkową oraz konkurencyjnymi źródłami i technologiami energetycznymi.

Inwestycje w emisyjne technologie energetyczne (zwłaszcza te wykorzystujące węgiel kamienny i brunatny) z punktu widzenia ekonomicznego cechują się dużym ryzykiem związanym z efektywnością ekonomiczną inwestycji oraz są silnie wyeksponowane na ryzyko klimatyczne. Przyszłe przepływy finansowe generowane przez elektrownię węglową mogą być tym bardziej zagrożone ze względu na utratę konkurencyjności tych źródeł energii w świetle rosnącego LCOE energetyki węglowej (głównie z powodu rosnących cen EU ETS i cen węgla na rynkach światowych), a także spadku LCOE OZE (Timilsina, Shah, 2020).

1.2. Ryzyko klimatyczne a inwestycje w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze

Ryzyko klimatyczne w sektorze elektroenergetycznym można zaklasyfikować do kategorii ryzyka niedywersyfikowanego, gdyż podmioty energetyczne nie mają bezpośredniego wpływu na siły przyrody. Jednakże w przypadku sektora energetycznego ryzyko klimatyczne odgrywa szczególną rolę z uwagi na charakter sektora, jak i indywidualną specyfikę inwestycji energetycznych. Sektor energetyczny wydatnie oddziałuje na środowisko i klimat, przez co objęty jest szeregiem regulacji wynikających z prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej na szczeblu zarówno krajowym, jak i międzynarodowym. Sektor energetyczny należy także do sektorów najbardziej narażonych na skutki zmian klimatu (Burchard-Dziubińska, 2020), a ryzyko klimatyczne jest jednym z największych wyzwań stojących przed branżą energetyczną (Kouloukoui et al., 2019). Zmiany klimatu są największym zagrożeniem dla podmiotów, które nie zamierzają zmieniać swojej strategii biznesowej w obliczu ryzyka klimatycznego i wybierają strategię „business as usual” (Henderson et al., 2018), czyli ignorują ryzyko klimatyczne. W skrajnym przypadku takie podejście może doprowadzić te podmioty gospodarcze do upadku. Konsekwencje ignorowania ryzyka klimatycznego zostaną zaprezentowane w dalszej części publikacji na przykładzie inwestycji w blok węglowy w Ostrołęce, która z tego powodu zakończyła się fiaskiem. Ignorowanie ryzyka klimatycznego może stanowić poważne zagrożenie dla podmiotów energetycznych, dlatego powinny one wdrożyć postawę proaktywną i podjąć działania mające na celu jego mitygację (Kolk et al., 2008; Kouloukoui et al., 2019). Niestety w dalszym ciągu w Polsce występuje problem związany z niedoszacowaniem, a nawet lekceważeniem ryzyka klimatycznego (Burchard-Dziubińska, 2020), co może mieć negatywne konsekwencje dla całego sektora energetycznego. Przejawia się to m.in. w nieodpowiedniej strategii opartej o wysokoemisyjne źródła energii, brakiem jasnego planu transformacji energetycznej czy wysokiej ekspozycji na ryzyko wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ EU ETS.

Ryzyko klimatyczne implikuje powstawanie kolejnych rodzajów ryzyka, wpływających na funkcjonowanie podmiotów energetycznych. Do szczególnie istotnych rodzajów ryzyka, związanych z ryzykiem klimatycznym, należy zaliczyć ryzyko finansowe, ryzyko regulacyjne i środowiskowe oraz ryzyko społeczne.

Ryzyko finansowe jest nierozzerwalnym elementem ryzyka klimatycznego i zasadniczo wynika ze specyfiki podejmowanych działań i regulacji mających na celu ochronę klimatu i

środowiska. Coraz szersza implementacja zasad zrównoważonego rozwoju, standardów ESG czy wprowadzana taksonomia UE wpływają na możliwości finansowania energetycznych projektów inwestycyjnych. W praktyce oznacza to m.in. uniemożliwienie pozyskania zewnętrznego finansowania dla inwestycji w nowe jednostki węglowe. Z drugiej strony umożliwia pozyskiwanie kapitału na inwestycje związane z OZE, poprawą efektywności energetycznej czy projekty proekologiczne np. za pomocą instrumentów green finance czy zielonych obligacji. Ryzyko finansowe oznacza także ryzyko wzrostu kosztu pozyskiwania długu i wahań wyceny na rynku kapitałowym dla przedsiębiorstw opierających swoją działalność wytwórczą o paliwa kopalne, co odbija się na ratingu kredytowym i możliwościach pozyskiwania kapitału zewnętrznego. Gorszy rating kredytowy i rosnący koszt kapitału mogą działać hamująco na rozwój spółki, utrudniając dostęp do kapitału i hamując inwestycje, szczególnie wykorzystujące technologie emisyjne.

Funkcjonowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ również jest rozpatrywane w kontekście ryzyka finansowego związanego z ryzykiem klimatycznym. Ekspozycja na ten rodzaj ryzyka wynikająca z charakteru posiadanego portfela aktywów wytwórczych ma istotny wpływ na sytuację finansową, zwłaszcza ze względu na wzrost cen uprawnień do emisji. Koszty pozyskiwania emisji stanowią istotny element kosztowy procesu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, z tego względu polskie spółki energetyczne stoją w obliczu konieczności dywersyfikacji struktury wytwarzania i dekarbonizacji w celu zmniejszenia ekspozycji na to ryzyko.

Należy przy tym podkreślić, że wszystkie powyższe rodzaje ryzyka wzajemnie się przenikają i łączą, czyniąc problematykę ryzyka klimatycznego jeszcze bardziej złożoną.

2. Studia przypadków wpływu ryzyka klimatycznego i finansowego na inwestycje elektroenergetyczne

Ryzyko inwestycyjne w obszarze elektroenergetycznych aktywów wytwórczych ma kluczowy wpływ na realizację i powodzenie całego procesu inwestycyjnego. Koncentrując się na jego dwóch istotnych elementach tj. ryzyku klimatycznym i finansowym, w niniejszym rozdziale dokonano charakterystyki trzech inwestycji elektroenergetycznych, które są częścią studia przypadków w dokonywaniu oceny wpływu ryzyka klimatycznego i wyników analizy ekonomicznej na powodzenie całego przedsięwzięcia. Pod uwagę wzięto dwie inwestycje w bloki węglowe na parametry nadkrytyczne: Jaworzno (910 MW) i Ostrołęka (1000 MW). Trzecią jest budowa farmy wiatrowej w Szymankowie o mocy 38 MW. Dla wskazanych inwestycji przedstawiono istotne parametry ekonomiczne oraz elementy REI, a także oszacowano ekspozycję na ryzyko klimatyczne. Dwa projekty inwestycyjne – w Jaworznie i Szymankowie zakończyły się sukcesem. Szczególnym przypadkiem jest analiza inwestycji w blok węglowy Elektrowni Ostrołęka C, która została przerwana i nie została ukończona. Niepowodzenie tej inwestycji wynikało z ignorowania ryzyka klimatycznego, jak i wyników REI, co w rezultacie spowodowało, że efektem projektu były jedynie koszty utopione. W niniejszym artykule dokonano także analizy pierwszej w Polsce inwestycji w elektrownię wiatrową, która została zrealizowana na warunkach w pełni komercyjnych, bez konieczności uzyskiwania wcześniejszych dopłat.

Dobór projektów inwestycyjnych poddanych analizie w studium przypadku pokazuje tendencje nasilające się w sektorze elektroenergetycznych aktywów wytwórczych, a ich zróżnicowanie i przekrojowość umożliwia wskazanie wpływu ryzyka klimatycznego na proces inwestycyjny oraz umożliwia dokonanie charakterystyki ekonomicznej inwestycji w bloki węglowe i OZE.

2.1. Inwestycja Grupy TAURON w blok węglowy w Jaworznie

Grupa Tauron posiada w swoim portfelu elektrownię węglową w Jaworznie o mocy 1344 MW, będącą największą jednostką wytwórczą w Grupie. Składa się ona z 2 zespołów elektrowni:

- Jaworzno II – pełniącej funkcję elektrociepłowni dla miasta;
- Jaworzno III – będącym obiektem energetyki zawodowej przeznaczonym na produkcję energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

W skład obiektu Jaworzno III wchodzi 6 bloków węglowych o mocy 224 MW każdy, które zostały oddane do eksploatacji w 1972 r. Obecnie mające 48 lat bloki energetyczne już wkrótce przestaną spełniać normy środowiskowe w związku z wprowadzeniem konkluzji BAT – ich wyłączenie z eksploatacji zostało ustalone na 2030 r. Ponadto charakteryzują się znaczną emisyjnością oraz sprawnością netto jedynie 34% (Fundacja Instrat, 2022.). W efekcie skutkuje to zwiększonym kosztem jednostkowym wytwarzania energii elektrycznej i negatywnie wpływa na ich konkurencyjność na rynku. Bloki te będą musiały przejść gruntowną modernizację w celu możliwości kontynuowania pracy w KSE. W przeciwnym wypadku zostaną wyłączone.

W latach 2008-2013 Tauron rozpoczął prace nad przygotowywaniem koncepcji budowy nowego bloku na parametry nadkrytyczne na terenie elektrowni w Jaworznie. W 2014 r. podpisana została umowa z konsorcjum Rafako S.A. (lider konsorcjum) i Mostostal Warszawa S.A. (członek konsorcjum) dotyczące budowy bloku węglowego na parametry nadkrytyczne w Jaworznie o mocy 910 MW. Początkowo inwestycja była finansowana na zasadach corporate finance, jednak w 2017 r. z uwagi na pogarszającą się kondycję finansową Grupy, jak i wysoką kapitałochłonność projektu, rzutującą na ekspozycję Grupy na ryzyko inwestycyjne, podjęto decyzję o zmianie formy finansowania na project finance. Została powołana specjalna spółka celowa „Nowe Jaworzno Grupa TAURON Sp. z o.o.”, której celem funkcjonowania jest realizacja inwestycji polegającej na budowie bloku 910 MW w Jaworznie oraz jego eksploatacja (Akt Założycielski Spółki Nowe Jaworzno Grupa Tauron Sp. z o. o., 2017). Spółkę celową powołał także lider konsorcjum – Rafako S.A. o nazwie E003B7 Sp. z o.o. której zadaniem była budowa kotła fluidalnego na parametry nadkrytyczne, będącego głównym elementem bloku energetycznego. Nowy blok energetyczny dzięki osiągnięciu parametrów nadkrytycznych charakteryzuje się znacznie większą sprawnością netto, która wynosi 45,9% (Kwinta, 2020). Emisje szkodliwych substancji do atmosfery zostały znacznie zmniejszone, względem przestarzałych bloków pracujących w elektrowni Jaworzno III. Ponadto obiekt jest gotowy do zainstalowania w przyszłości systemu CCS (z ang. Carbon Capture and Storage – sekwestracja CO₂), jednak technologia ta jest wciąż w fazie badań. Chłodzenie bloku odbywa się w układzie zamkniętym z wykorzystaniem chłodni kominowej, co pozwala na uniezależnienie pracy jednostki od sytuacji hydrologicznej. Stanowi to niewątpliwą zaletę szczególnie w okresie letnim, gdy występujące fale upałów i trudna sytuacja hydrologiczna negatywnie wpływają na generację energii elektrycznej z jednostek chłodzonych w obiegu otwartym wodą z jezior lub rzek. Nowy blok ma rocznie generować około 6,5 TWh energii elektrycznej co stanowi prawie 4% rocznego zużycia energii elektrycznej w Polsce (według danych PSE za 2019 r). Roczne zużycie węgla ma sięgać nawet do 2,8 mln ton (Centrum Informacji o Rynku Energii, 2018). Decyzja o lokalizacji inwestycji w Jaworznie została podyktowana nie tylko możliwością rozbudowy kompleksu elektrowni w Jaworznie, ale także bliskością bazy surowcowej należącej do Grupy. W niedalekiej odległości od elektrowni znajdują się kopalnie węgla kamiennego, których właścicielem jest Tauron. Praktycznie w całości pokrywają one zapotrzebowanie bloku na surowiec energetyczny. Nowy blok jest już także objęty mechanizmem rynku mocy, dzięki któremu ma zapewniony kontrakt na moc począwszy od 2021 r.

Inwestycja była prowadzona w formule project finance, w postaci wyodrębnionej z TAURON Wytwarzanie spółki Nowe Jaworzno Grupa Tauron. Polski Fundusz Rozwoju dokapitalizował spółkę w kwocie 880 mln zł. Pozwoliło to na domknięcie procesu montażu finansowego

inwestycji bez ryzyka związanego z opóźnieniem bądź wstrzymaniem inwestycji. Zastosowanie metody project finance w przypadku omawianej inwestycji finansowej zapobiegło wzrostowi wskaźników zadłużenia, co mogłoby negatywnie wpłynąć na sytuację finansową Grupy Tauron. Całkowity koszt inwestycji w nowy blok elektrowni w Jaworznie wyniósł około 6 mld zł (Elźbieciak, 2020). Realizacja tak kapitałochłonnej inwestycji, dzięki metodzie project finance, jak i umowie z PFR, pozwoliła na przeniesienie ryzyka inwestycyjnego ze spółki Tauron Wytwarzanie do spółki celowej, a także zabezpieczyło sytuację finansową Grupy. Wybór tej metody finansowania był słuszny i korzystny dla Grupy Tauron. Realizowanie inwestycji w aktywa węglowe jest obciążone trudnościami z dostępem do kapitału obcego na zasadach korporacyjnych, spowodowane coraz wyraźniejszymi trendami dekarbonizacyjnymi. Realizacja tego typu inwestycji w oparciu o kredyty od banków komercyjnych byłaby niekorzystnym rozwiązaniem z uwagi na trudności w dostępie do kapitału, jak i mniej preferencyjne warunki kredytowe. W przypadku inwestycji w Jaworznie, istotnym dostawcą kapitału był PFR związany z sektorem rządowym, który to sektor mógł być w zasadzie jedynym źródłem kapitału obcego w inwestycjach w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze oparte na węglu.

Budowa nowego bloku węglowego w Jaworznie napotkała jednak na trudności techniczne, które doprowadziły do wyraźnego opóźnienia inwestycji. W lutym 2020 r. w czasie testów bloku energetycznego doszło do poważnej awarii kotła, która spowodowała zatrzymanie pracy w całej siłowni. W efekcie, jak przyznało RAFAKO, prace związane z oddawaniem bloku do eksploatacji zostały wydłużone (Sawicki, 2020). Awarii uległy dysze palników w kotle, za którego budowę odpowiedzialne było RAFAKO. Według komisji zajmującej się analizą tego zdarzenia, przyczyną awarii był splot niekorzystnych zjawisk, na które wykonawca nie miał wpływu (Bankier.pl, 2020). W wyniku wstrzymania prac istniało ryzyko zmiany wykonawcy (któremu w skrajnym przypadku groziła upadłość). Awaria i nieprzewidziane zdarzenia doprowadziły do znacznego opóźnienia inwestycji. Tak wielkie projekty inwestycyjne oparte na skomplikowanych technologiach wiążą się z ryzykiem opóźnienia oddania do eksploatacji, co może rzutować na wzrost kosztów w trakcie fazy realizacji inwestycji, a także na rentowność i efektywność całej inwestycji. Dlatego decyzje dotyczące budowy nowych bloków, które mają w założeniu zastąpić wysłużone jednostki wytwórcze, powinny zostać podejmowane z wystarczającym zapasem czasu, uwzględniającym potencjalne ryzyko opóźnień w fazie realizacji inwestycji.

Inwestycja w nowy blok pozwoliła Grupie Tauron na posiadanie jednego z najbardziej nowoczesnych i zaawansowanych technologicznie bloków energetycznych w kraju i w regionie CEE. Blok ten jest stabilnym źródłem wytwórczym dla Grupy, jak i dla całego systemu elektroenergetycznego, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto pozwoli zastąpić przestarzałe jednostki wytwórcze o znacznie niższej sprawności i będzie w stanie generować energię elektryczną przy zachowaniu standardów ochrony środowiska przez najbliższe kilkadziesiąt lat.

Do kluczowych uwarunkowań wpływających na podjęcie inwestycji w nowy blok 910 MW w Jaworznie można zaklasyfikować:

- dogodną lokalizację na terenie dotychczasowego obiektu wytwórczego oraz bliską bazę surowcową będącą własnością Grupy;
- zastąpienie wysłużonych i niskosprawnych bloków węglowych w elektrowni Jaworzno III, które w przeciągu kilku lat przestaną spełniać normy środowiskowe;
- zwiększenie mocy zainstalowanej aktywów wytwórczych Grupy poprzez budowę zaawansowanej, wysokosprawnej jednostki wytwórczej, która będzie pokrywała prawie 4% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, co jest szczególnie istotne w kontekście zastępowalności mocy w systemie elektroenergetycznym;
- możliwość pozyskania finansowania z Polskiego Funduszu Rozwoju;

- koszty jednostkowe wytwarzania energii elektrycznej z nowego bloku w Jaworznie będą niższe niż koszty generacji w przestarzałych jednostkach, co zwiększy konkurencyjność inwestycji;
- alokacja pracy jednostki w ramach mechanizmu rynku mocy zapewni stabilne źródło przychodów.

Jednakże tego typu inwestycja niesie za sobą także szereg rodzajów ryzyka, spośród których można wymienić:

- ryzyko opóźnienia inwestycji w wyniku znacznego stopnia skomplikowania technologicznego, które może negatywnie wpłynąć na realizację zobowiązań wynikających z alokacji pracy bloku w ramach rynku mocy, a także na prognozę przychodów (w skrajnym przypadku nawet na rentowność całego przedsięwzięcia);
- ekspozycję na ryzyko wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂;
- inwestycję w węglowe aktywa wytwórcze niesie za sobą potencjalne problemy z pozyskiwaniem kapitału i realizacją montażu finansowego;
- rosnące koszty wydobycia węgla kamiennego przez spółkę Tauron Wydobycie mogą istotnie wpłynąć na rentowność Grupy lub zmusić do importu tańszego surowca zza granicy przy wycofywaniu się z działalności wydobywczej i narażeniu na konflikty z lokalną społecznością;
- opieranie struktury wytwarzania energii elektrycznej o aktywa węglowe, w związku z coraz silniejszymi tendencjami dekarbonizacyjnymi uwidaczniającymi się na rynkach, powoduje ograniczenia w dostępie do kapitału obcego, a także negatywnie wpływa na reputację spółki i jej postrzeganie na rynkach kapitałowych.

2.2. Inwestycja Grupy Energa i Grupy Enea w blok węglowy w Elektrowni Ostrołęka C

Energa Grupa Orlen jest właścicielem elektrowni w Ostrołęce, która pełni rolę największego obiektu wytwórczego w północno-wschodniej Polsce. Elektrownię Ostrołęka tworzą dwa zespoły wytwórcze:

- Ostrołęka A – pełniąca rolę elektrociepłowni dla miasta
- Ostrołęka B – będącym obiektem energetyki zawodowej przeznaczonym na produkcję energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

W skład elektrowni Ostrołęka B wchodzi 3 bloki energetyczne, które jako surowiec energetyczny wykorzystują węgiel kamienny³. Blok nr 1 ma moc 221 MW, natomiast pozostałe dwa bloki 230 MW. Sumaryczna moc zainstalowana w Elektrowni Ostrołęka B wynosi 681 MW, co klasyfikuje ją jako największe aktywo wytwórcze Enerpii, będącej częścią Grupy Orlen. Bloki energetyczne w Elektrowni Ostrołęka B zostały oddane do eksploatacji w 1972 r., co implikuje możliwość rychłego odstąpienia obecnie prawie 50-cio letnich jednostek z uwagi na niespełnianie norm środowiskowych wynikających z implementacji konkluzji BAT, a także wysokiej emisyjności przekładającej się na coraz większe koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS oraz niską sprawność. W związku ze znacznym stopniem wysłużenia bloków w Elektrowni Ostrołęka B, a także z uwagi na znikomą konkurencyjność tych jednostek przekładającą się na wysoki jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej, podjęta została decyzja o budowie Elektrowni Ostrołęka C, która miała zastąpić przestarzałe aktywa wytwórcze jednostki Ostrołęka B. Ich wycofanie z eksploatacji ma nastąpić w latach 2025-2030 (Hetmański, 2018a).

Przedmiotem inwestycji miała być budowa bloku węglowego na parametry nadkrytyczne

³ W jednostce było także stosowane tzw. współspalanie biomasy, jednakże podstawowym surowcem energetycznym jest węgiel kamienny.

o mocy 1000 MW i sprawności wynoszącej 46%. Jednostka ta stałaby się największym aktywnym wytwórczym w portfelu Grupy. Roczna produkcja energii elektrycznej wyniosłaby 7,5 TWh (Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, 2019), co pokryłoby 4,4% rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (według danych PSE za 2019 r.). Istotnym problemem w przypadku tej inwestycji był brak bazy surowcowej. Ostrołęka leży daleko od kopalń węgla kamiennego, znajdujących się na południu Polski (w woj. śląskim i małopolskim), a także od kopalni „Bogdanka” usytuowanej w woj. lubelskim. Implikuje to wzrost kosztów transportu, który przełoży się na wzrost kosztów zakupu surowca energetycznego, a w konsekwencji wpłynie na konkurencyjność funkcjonowania jednostki. W publikacji (Krupiński et al., 2019) koszty transportu węgla oszacowano na 29,14 zł/MWh, co w ujęciu rocznym przy generacji 7,5 TWh doprowadzi do powstania kosztów w wysokości 218,55 mln zł. Należy także zauważyć, że Ostrołęka leży relatywnie blisko portów morskich, a także wschodniej granicy państwa, co w teorii, umożliwiłoby import tańszego węgla kamiennego drogą morską lub kolejową z za granicy (w obecnych uwarunkowaniach geopolitycznych, transport węgla ze wschodu nie byłby brany pod uwagę, co jeszcze bardziej uderzyłoby w rentowność przedsięwzięcia). Jednakże celem strategicznym PEP 2040 jest pokrywanie zapotrzebowania na węgiel kamienny z zakładów wydobywczych zlokalizowanych w kraju (Projekt PEP 2040, 2019), stąd budowa elektrowni węglowej, która już w fazie dokonywania projekcji finansowej byłaby uzależniona od importu węgla kamiennego z za granicy, stanowiłaby naruszenie interesu państwa, w świetle projektowanej polityki energetycznej. Zasadność rozbudowy mocy wytwórczych w Ostrołęce podyktowana jest także niedoborem źródeł wytwórczych w północno-wschodniej Polsce, a także ubogą infrastrukturą przesyłową, co utrudnia import energii i potencjalnie może negatywnie wpłynąć na rozwój regionu chociażby w kwestii lokalizacji inwestycji przemysłowych. Budowa dużej jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej w tej części kraju jest istotna z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i możliwości stabilizacji pracy KSE w tym regionie.

W 2016 r. został ogłoszony przetarg przez Eneę i Energeę na budowę bloku energetycznego na węgiel kamienny w ramach inwestycji w obiekt Ostrołęka C. Przetarg został rozstrzygnięty w 2018 r., który wygrało konsorcjum General Electric Power Sp. z o.o. oraz Alstom Power Systems S.A.S. Całkowity koszt inwestycji został wówczas określony na 6,023 mld zł (Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, 2019). Inwestycja została oparta o model project finance. W tym celu założono spółkę celową – Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o., w której udziały miały dwie Grupy Energetyczne:

- Energa SA – 50%
- Enea SA – 50%

Ukończenie inwestycji było planowane na rok 2023. Od tego roku miała także obowiązywać umowa w ramach funkcjonowania rynku mocy. Zakontraktowana została moc 852,603 MW na okres od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2037 r. Przy mocy zainstalowanej obiektu wynoszącej 1000 MW pozwoli to na wykorzystanie zdolności wytwórczych w ok. 85%, co z resztą będzie mogło ulec zwiększeniu w przypadku funkcjonowania jednostki jako źródła podstawowego w KSE. Rynek mocy stanowiłby stabilne źródło przychodów aż do 2037 r., co przekłada się na ocenę efektywności inwestycji. Roczna wartość przychodów wynikających z zawartego kontraktu w ramach rynku mocy wyniosłaby 202 990 zł/MW/rok (Krupiński et al., 2019).

Inwestycja od samego początku borykała się z trudnościami związanymi z dokonaniem montażu finansowego na kwotę ponad 6 mld zł. Konsorcjum Energii i Enei nie było w stanie pokryć kosztów inwestycyjnych bloku z własnych środków, stąd nieodzowne było znalezienie kapitału obcego. Jednakże z uwagi na charakterystykę projektu – byłby to ostatni blok węglowy budowany w Unii Europejskiej, żaden z komercyjnych banków nie chciał angażować się w to przedsięwzięcie z uwagi na podejmowanie inwestycji stojącej w sprzeczności z obecną polityką dekarbonizacji, a także ze znacznym stopniem ryzyka klimatycznego. Na początku 2019 r. roz-

poczęto prace budowlane pomimo niezagwarantowania źródeł finansowania. Jedną z koncepcji był udział TFI Energia, którego jedynym udziałowcem jest Grupa PGE, jednakże PGE wycofało się z tej propozycji argumentując to koniecznością skoncentrowania się na własnych procesach inwestycyjnych (Kajmowicz, 2019). Z kolei innym pomysłem było zaangażowanie Polskiego Funduszu Rozwoju w tę inwestycję, jednak nie został on zrealizowany (Biznes Alert, 2018). Rozważano także koncepcję stworzenia konsorcjum banków BGK i PKO S.A. lub mBank, ING Bank Śląski i PKO BP, jednakże żadne z nich nie powstało (Bank Track, 2020). Wszystkie banki komercyjne zgodnie odmówiły wzięcia udziału w kredytowaniu inwestycji uznając ją za wysoce ryzykowną i niespełniającą elementarnych uwarunkowań wpływających na ekonomiczne uzasadnienie inwestycji wynikające z przeprowadzenia rachunku jej efektywności. Resort energii podjął także próbę dokapitalizowania spółki celowej środkami pochodzącymi z Jastrzębskiej Spółki Węglowej, jednakże zaowocowało to sprzeciwem związków zawodowych w spółce górniczej, a także spowodowało wyraźne obniżenie cen akcji, co skłoniło decydentów do zaniechania realizacji tej koncepcji. Pod koniec 2019 r., pomimo przejścia do etapu realizacji inwestycji, nadal nie zostało zapewnione jej finansowanie.

Rachunek efektywności inwestycji w blok węglowy elektrowni Ostrołęka C od samego początku wskazywał, że nie będzie spełniała podstawowych kryteriów opłacalności. W tab. 1 zestawiono wartości parametrów wpływających na ocenę efektywności przedmiotowej inwestycji. Poniżej zestawiono wyniki analiz efektywności ekonomicznej budowy bloku węglowego Ostrołęka C, które zostały zamieszczone zarówno w literaturze, jak i w raportach niezależnych organizacji:

- Krupiński et al. 2019:

Tabela 1 Wartość oczekiwana NPV, NPVR i WACC dla inwestycji w blok węglowy Ostrołęka C

Źródło danych	NPV [mld zł]	NPVR	WACC
Miks energetyczny oparty na węglu	-2,152	-33,83%	6,50%
Zrównoważony miks energetyczny z energią jądrową	-0,953	-14,97	6,50%

Źródło: (Krupiński et al., 2019, s.77)

- Carbon Tracker Think Tank 2018 (Carbon Tracker, 2018):
 - NPV= - 7,293 mld zł
- Fundacja Inicjatyw Strategicznych „Instrat” (Hetmański, 2018a):
 - W zależności od przyjętego scenariusza oraz obciążenia elektrowni w ciągu roku NPV waha się w zakresie od -1,10 mld zł do -6,82 mld zł. Scenariusz najbliższy PEP 2040 dał rezultat NPV= -5,74 mld zł.
 - IRR=3,82%
 - WACC=8,5%

Powyższe wyniki świadczą o jednoznacznym braku efektywności inwestycji i w świetle decyzji podejmowanej przez inwestora powinna zostać ona zaniechana, gdyż będzie ona przynosić straty inwestorowi. W przypadku budowy bloku Ostrołęka C nie zostało spełnione żadne z kryteriów bezwzględnych:

- NPV>0
- NPVR>0

– $IRR > WACC^4$

W świetle rachunku efektywności inwestycji powinno stanowić podstawę do odrzucenia projektu. Na podstawie wyników przedstawionych powyżej można stwierdzić, że realizacja inwestycji doprowadzi do destrukcji wartości rynkowej inwestora, a także nie pozwoli na pokrycie kosztu zaangażowanego kapitału (Rogowski, 2018). Ponadto WACC byłby prawie dwa razy większy od wartości IRR, co wyraźnie świadczy o braku możliwości pokrycia kosztu kapitału i dobitnie dowodzi nieefektywności ekonomicznej analizowanego przedsięwzięcia.

Omawiana inwestycja napotkała na poważne problemy ze znalezieniem źródeł finansowania i dokończeniem montażu finansowego. Zarówno banki komercyjne, jak i BGK oraz PFR odmówiły jej finansowania, co zmusiłoby spółkę celową do poszukiwania kapitału, który będzie się charakteryzował wyższym kosztem. To z kolei implikowałoby kolejne pogorszenie projekcji finansowej i mogłoby jeszcze bardziej pogorszyć rezultat NPV. W czasie pierwszych analiz wykonanych już przed 2012 r. ustalono wartości referencyjne: $NPV > 800$ mln zł oraz $IRR > 10\%$. W 2016 r. jak jedyny wskaźnik rentowności projektu przyjęto stosunek EBITDA/CAPEX (Hetmański, 2018b), który jednak dotąd nie był stosowany w tego typu analizach, ani nie występuje w literaturze przedmiotu.

Istotnymi aspektami w ocenie analizowanego projektu inwestycyjnego jest liczba godzin pracy jednostki w ciągu roku, a także LCOE. W zależności od liczby godzin pracy bloku w ciągu roku oraz przyjętego scenariusza prognozującego wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ przyjęto następujące wartości LCOE (Tamże):

- 5000 h w ciągu roku: LCOE w przedziale od 488 do 505 zł/MWh;
- 6500 h w ciągu roku: LCOE w przedziale od 444 do 461 zł/MWh.

Wartości te przewyższają LCOE oszacowany dla odnawialnych źródeł energii, które wynoszą (Tamże):

- Energetyka wiatrowa on-shore: LCOE = 300 zł/MWh;
- Energetyka wiatrowa off-shore: LCOE = 420 zł/MWh;
- Fotowoltaika: LCOE = 440 zł/MWh.

Stanowi to dowód na niekonkurencyjność Ostrołęki C, a dysproporcja pomiędzy LCOE dla analizowanego przedsięwzięcia inwestycyjnego a LCOE dla OZE będzie ulegała powiększaniu. Liczba godzin pracy bloku w ciągu roku ma także przełożenie na wartość wskaźnika NPV, która po wykonaniu analizy wrażliwości, wydatnie wpłynęła na jego wynik (tab. 2).

Tabela 2. Wpływ liczby godzin pracy bloku w ciągu roku na wartość NPV

Liczba godzin pracy bloku w roku	NPV [mln zł]
3000	-3569
3500	-3242
4000	-2928
4500	-2619
5000	-2313
5500	-2008
6000	-1706
6500	-1404
7000	-1104
7500	-804

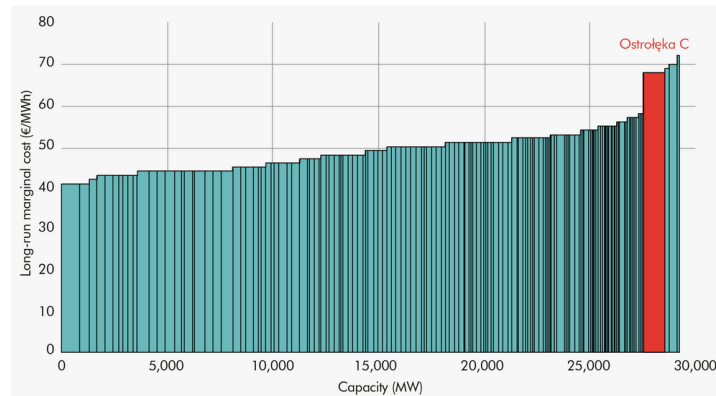
⁴ Za koszt kapitału zaangażowanego w inwestycję przyjęto WACC, zgodnie z Rogowski, 2018, s. 378

8000	-505
8500	-207
8760 (wariant teoretyczny)	-52

Źródło: (Hetmański, 2018b, s.8)

Nierentowność inwestycji będzie trwała i nie będzie zależna od liczby przepracowanych godzin w ciągu roku. Nawet w przypadku ciągłej pracy przez cały rok (8760 h), co ze względu na uwarunkowania techniczne oraz charakter pracy KSE jest niemożliwe, NPV będzie ujemne.

Negatywne prognozy finansowe, jak i wysoki jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej znajdują swoje odzwierciedlenie w wysokim długoterminowym koszcie krańcowym LRMC. Spośród LRMC wszystkich węglowych aktywów wytwórczych w Polsce (rys. 2), Ostrołęka charakteryzowałaby się jedną z najwyższych wartości, mimo bycia najnowszą jednostką tego typu w KSE. Stanowi to kolejny dowód nieefektywności ekonomicznej analizowanego projektu.



Rysunek 2. Długoterminowe koszty krańcowe (LRMC) węglowych aktywów wytwórczych w Polsce.
Źródło: (Carbon Tracker, 2018)

W efekcie Ostrołęka C mogłaby pracować rzadziej niż zostało to przewidziane w prognozie, gdyż wypierałyby ją jednostki tańsze, charakteryzujące się niższym LCOE i LRMC. W świetle negatywnych wyników analizy efektywności inwestycji, niedokończonego montażu finansowego na kwotę ponad 6 mld zł, rozpoczęcia budowy bez zagwarantowania jej finansowania, a także z uwagi na pogarszającą się sytuację finansową Grupy Enea i Grupy Enea, które same nie byłyby w stanie sfinansować tej inwestycji bez udziału kapitału obcego, w lutym 2020 r. podjęto decyzję o zawieszeniu finansowania i przerwaniu budowy bloku węglowego elektrowni Ostrołęka C. Stan zaawansowania prac wyniósł ok. 5%, natomiast poniesione koszty osiągnęły wartość ponad 1 mld zł. W zdecydowanej większości są to koszty utopione. Ocena Grupy Enea i Grupy Enea przez rynki kapitałowe z powodu podjęcia inwestycji węglowej w Ostrołęce była negatywna. W dodatku rozpoczęcie realizacji tej nieprzemysłanej inwestycji negatywnie wpłynęło na wycenę rynkową spółek w nią zaangażowanych. O zbliżającym się końcu przedsięwzięcia inwestycyjnego świadczyło także przejęcie Grupy Enea przez PKN Orlen S.A. W kwietniu 2020 r. w posiadaniu Orłenu było 80% akcji i około 85% głosów na walnym zgromadzeniu Grupy Enea. Do spółki celowej Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. przystąpiła spółka PKN Orlen S.A., natomiast Grupa Enea znacznie wycofa się z tej inwestycji pozostając jedynie udziałowcem mniejszościowym. PKN Orlen S.A. w swoim portfelu nie posiada węglowych aktywów wytwórczych, jego strategią jest budowa bloków gazowo-parowych (CCGT – z ang. combined cycle gas turbine). Dlatego poinformowano, że projekt budowy elektrowni Ostrołęka C będzie opierał się nie o węgiel kamienny,

ale o paliwo gazowe, co z punktu widzenia rentowności tej inwestycji jest korzystną decyzją. Jednakże obecnie wyzwaniem jest dokonanie analizy efektywności tej inwestycji, zwłaszcza w nowych realiach geopolitycznych i bezpieczeństwa energetycznego po inwazji Rosji na Ukrainę oraz zmiana projektu. Efektem budowy węglowego bloku Elektrowni Ostrołęka C są koszty utopione w wysokości 1 mld zł, zerwany kontrakt z konsorcjum, którego liderem jest GE Power, szcątkowe postępy na placu budowy (fundamenty, drogi dojazdowe, infrastruktura kolejowa) oraz brak możliwości realizacji kontraktu wynikającego z rynku mocy od 2023 r. W wyniku zaniechania inwestycji, Grupa Energa i Grupa Enea zostały zmuszone do dokonania odpisów aktualizujących wartość aktywów trwałych związanych z budową bloku węglowego Ostrołęka C w sumarycznej wysokości 1,03 mld zł (Frączyk, 2020). Wartość budowanego bloku została zrównana do zera, co znalazło swoje odzwierciedlenie w wynikach finansowych spółek.

Należy także zaznaczyć możliwość pogłębiania strat wynikających z podjętego przedsięwzięcia z powodu kar umownych nałożonych przez konsorcjum wykonawców z uwagi na zerwanie umowy. Budowa bloku gazowo-parowego będzie wymagała przyłącza do sieci przesyłowej gazu ziemnego, co jest inwestycją długotrwałą i realizowaną w całości przez Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.

Projekt budowy bloku węglowego Ostrołęka C nie przystawał do rzeczywistości rynkowej i z ekonomicznego punktu widzenia generowałby jedynie stratę dla spółki celowej. Do kluczowych powodów niepowodzenia inwestycji można zaliczyć:

- zignorowanie negatywnego wyniku rachunku efektywności inwestycji i ryzyka klimatycznego tej inwestycji;
- realizację projektu wykorzystującego węgiel kamienny zlokalizowanego w znacznym oddaleniu od bazy surowcowej (możliwość wykorzystywania importowanego węgla wpłynęłaby negatywnie na bezpieczeństwo energetyczne kraju i pozostawałaby w sprzeczności z założeniami polityki energetycznej);
- wkroczenie w fazę realizacji inwestycji bez ukończenia montażu finansowego i zagwarantowania środków na jej dokończenie;
- brak dostępu do kapitału obcego wynikający z negatywnego postrzegania inwestycji przez sektor instytucji finansowych zarówno komercyjnych, jak i państwowych;
- wysoką ekspozycję na ryzyko związane ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂;
- sprzeczność z założeniami polityki dekarbonizacyjnej;
- brak konsekwentnie realizowanej polityki energetycznej.

2.3. Inwestycja Grupy Polenergia w elektrownię wiatrową w Szymankowie

Grupa Polenergia S.A. opiera swoją strategię doboru aktywów do portfela źródeł wytwórczych na odnawialnych źródłach energii, stąd strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Grupie tworzą głównie farmy wiatrowe. Jedną z inwestycji Polenergii jest budowa farmy wiatrowej w Szymankowie (woj. pomorskie, powiat malborski), którą tworzy 11 turbin wiatrowych Siemens o wysokości gondoli 134 m, których sumaryczna moc zainstalowana wynosi 38 MW. Czynnikiem wpływającym na decyzję o lokalizacji inwestycji były korzystne warunki wiatrowe, oddalenie od budynków mieszkalnych (najbliższe zabudowania znajdują się w odległości ponad 680 metrów od elektrowni wiatrowej), a także brak obszarów cennych przyrodniczo w najbliższym sąsiedztwie elektrowni. Procedura oceny oddziaływania na środowisko przedmiotowej inwestycji odbyła się w 2015 r., a więc przed uchwaleniem niekorzystnej dla branży tzw. ustawy odległościowej, która zatrzymała rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce. Organy odpowie-

działne za wydanie decyzji środowiskowej wydały zgodę na postawienie 20 turbin wiatrowych, jednakże w czasie procesu projektowego zmniejszono ich ilość do 11 ze względów ekonomicznych. W czasie projektowania rozmieszczenia turbin zostały wzięte pod uwagę kwestie związane z ochroną środowiska, w szczególności ochrony ptaków i nietoperzy. Polenergia przeprowadziła także szerokie konsultacje z lokalną społecznością w celu minimalizacji uciążliwości prac inwestycyjnych i eksploatacji elektrowni dla mieszkańców okolicznych terenów. Sama farma wiatrowa zajmuje obszar zaledwie 9 ha i położona jest na terenie rolniczym. Za produkcję i utrzymanie turbin wiatrowych przez okres 25 lat będzie odpowiadał Siemens Gamesa Renewable Energy. Elektrownia produkuje rocznie 120 GWh energii elektrycznej, co jest w stanie pokryć roczne zapotrzebowanie na energię 60 tys gospodarstw domowych (Polenergia, 2019a). Inwestycja ta pozwoliła także na uniknięcie emisji do atmosfery 104 tys. t. CO₂ rocznie (Tamże). Farma wiatrowa w Szymankowie korzysta z mechanizmów wsparcia w ramach rynku mocy od 2021 r. dzięki wygraniu aukcji.

Zgodnie ze strategią Polenergii, elektrownia wiatrowa w Szymankowie była finansowana na zasadach project finance. Do tego celu została powołana spółka celowa Polenergia Farma Wiatrowa Szymankowo Sp. z o.o. Jej finansowanie opiera się głównie na kapitale obcym pozyskanym od banków na zasadach komercyjnych. Na realizację inwestycji pozyskano 107 mln zł od konsorcjum banków w skład którego wchodzi:

- Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (53 mln 500 tys. zł)
- mBank
- ING Bank Śląski

Okres kredytowania został przewidziany do 2037 r., natomiast oprocentowanie kredytu jest równe wartości stopy WIBOR 3M powiększonej o marżę (Redakcja gramzielone.pl, 2019). Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR) podczas finalizowania umowy kredytowej wskazał pewne warunki, które musiały zostać wypełnione przez Polenergię w celu zdobycia kapitału. Stworzony został specjalny plan działań w zakresie zarządzania środowiskowego i społecznego (ESAP – Environmental and Social Action Plan), a także konieczne było dokonanie niezależnej analizy due dilligence inwestycji w celu weryfikacji czy projekt jest zgodny z prawem krajowym oraz czy spełnia wymogi stawiane przez EBOiR w zakresie współpracy z lokalną społecznością. Spółka otrzymała kredyt na uprzywilejowanych warunkach z racji realizacji inwestycji, która wpłynie na wzrost udziału OZE w Polsce, przyniesie zmniejszenie emisji CO₂ do atmosfery, a także wpisze się w łagodzenie negatywnych skutków zmian klimatu, co jest zbieżne z polityką finansowania prowadzoną przez Bank (Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju, 2019). EBOiR zastrzegł sobie także prawo do kontrolowania inwestycji na miejscu i monitorowania jej realizacji w świetle postanowień zawartych w umowie kredytowej i pozostałych dokumentach.

Należy podkreślić, że inwestycja w elektrownię wiatrową w Szymankowie jest pierwszą tego typu inwestycją w Polsce niewymagającą żadnego wsparcia – ani w formie wcześniejszego wsparcia w systemie aukcyjnym, ani poprzez długoletnie umowy na odbiór energii elektrycznej. Świadczy to coraz większej efektywności inwestycji w OZE, a także o wzroście ich konkurencyjności względem energetyki konwencjonalnej. Postępujący spadek kosztów technologii OZE wraz z łatwiejszym dostępem do kapitału obcego w celu finansowania inwestycji w energetykę odnawialną oraz preferencyjne kredyty oferowane przez EBOiR stwarzają dogodne warunki do realizacji inwestycji w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze wykorzystujące odnawialne źródła energii, które są konkurencyjne względem energetyki węglowej czy gazowej. Korzystne środowisko inwestycyjne w połączeniu z wyborem metody project finance jako formy finansowania inwestycji wraz z możliwością brania udziału w aukcjach rynku mocy doskonale współgrają ze strategią biznesową Polenergii w zakresie rozwoju swojego portfela aktywów wytwórczych. Polenergia, jako spółka oparta na prywatnym kapitale, cechuje się zupełnie innym podejściem biznesowym i strategią. Dzięki inwestowaniu jedynie w instalacje OZE

(tworząc spółki celowe dedykowane konkretnym inwestycjom) uzyskuje ona znacznie łatwiejszy dostęp do kapitału obcego, także od międzynarodowych instytucji finansowych. Inwestycje te charakteryzują się mniejszym ryzykiem niż inwestycje w aktywa węglowe, a przykład elektrowni wiatrowej w Szymankowie wskazuje na to, że obecnie są na tyle konkurencyjne, iż mogą być finansowane bez konieczności otrzymania specjalnego wsparcia.

Inwestycję Polenergii w elektrownię wiatrową w Szymankowie można skonfrontować z inwestycją Energii i Enei w nowy blok węglowy w Ostrołęce. Oba przedsięwzięcia dzieli bardzo wiele: od staranności sporządzanych analiz środowiskowych i finansowych, poprzez przeprowadzenie montażu finansowego, po reputację i wiarygodność inwestorów jako partnera biznesowego w świetle pozyskiwania kapitału obcego oraz samych możliwości jego pozyskania. Polenergia, jako spółka prywatna, efektywnie zarządza swoim kapitałem, a jej inwestycje są uzasadnione ekonomicznie i prowadzone są w oparciu o wdrożenie najlepszych praktyk środowiskowych i społecznych. Pozyskanie finansowania na rynkowych warunkach od banków komercyjnych, jak i od EBOiR świadczy o dobrej reputacji spółki i jej wiarygodności z perspektywy kapitałodawców. Polenergia swoją strategię opiera na nowych technologiach, które stają się coraz bardziej popularna i stanowią istotny element przemian światowego sektora energetycznego. Nie skupia się wyłącznie na technologiach OZE, ale także na kogeneracji gazowej oraz energetycznym wykorzystaniu wodoru, co ma służyć powstaniu w przyszłości niemalże zeroemisyjnej grupy energetycznej o zdywersyfikowanej strukturze wytwarzania energii elektrycznej (Polenergia, 2019b). Polenergia kieruje się także wzrostem wartości dla akcjonariuszy, co jest zbieżne z koncepcją zarządzania wartością przedsiębiorstwa (VBM – Value Based Management). Opiera się ona na realizacji strategii, której celem jest systematyczna generacji wartości dodanej przez przedsiębiorstwo w celu długoterminowego zwiększania wartości dla akcjonariuszy (Ittner, Larcker, 2001). Wzrost wartości dla akcjonariuszy wpływa pozytywnie na kurs akcji, a także na postrzeganie spółki na rynku kapitałowym, co z kolei umacnia jej pozycję konkurencyjną i poprawia dostęp do kapitału.

Jako kluczowe czynniki wpływające na podjęcie decyzji przez Polenergię o realizacji tego projektu inwestycyjnego można uznać:

- możliwość pozyskania kapitału obcego od banków komercyjnych i Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju dzięki zastosowaniu metody project finance i wykorzystaniu OZE, co jest zbieżne z polityką kredytową banków komercyjnych i EBOiR;
- uzyskanie decyzji środowiskowej i stosownych pozwoleń przed uchwaleniem tzw. ustawy odległościowej;
- konkurencyjność technologii i efektywność ekonomiczna inwestycji skutkująca brakiem konieczności pozyskania wsparcia przed etapem eksploatacji;
- współpracę ze społecznością lokalną;
- zwiększenie mocy zainstalowanej w aktywach wytwórczych Polenergii i możliwość brania udziału w aukcji na rynku mocy.

Podsumowanie

Jak wykazano w niniejszym artykule na podstawie studiów przypadku, realizacja inwestycji w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze w obecnych realiach rynkowych wymaga uwzględnienia ryzyka klimatycznego, jak i wyników rachunku efektywności inwestycji. Dekarbonizacja i zmiana sytuacji panująca w sektorze spowodowały, że przy obecnych uwarunkowaniach niemożliwe jest inwestowanie w nowe bloki węglowe, co zostało pokazane na przykładzie nieudanej inwestycji w Ostrołęce. Blok węglowy w Jaworznie został ukończony dzięki pozyskaniu stabilnego finansowania, jednakże ta sztuka nie udała się w przypadku elektrowni Ostrołęka. Ignorowanie kryteriów bezwzględnych rachunku efektywności inwestycji, jak i

znaczącej ekspozycji na ryzyko klimatyczne w połączeniu z oddaleniem od bazy surowcowej spowodowały, że inwestycja zakończyła się klęską i kosztami utopionymi. Rynek bardzo negatywnie zmonetyzował ryzyko klimatyczne inwestycji w Ostrołęce, przez co pozyskanie zewnętrznego finansowania nie było możliwe, co ostatecznie spowodowało, że inwestycja została porzucona. Wysoki koszt jednostkowy produkcji energii elektrycznej wraz z ekspozycją na ryzyko wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ i oddalenie od bazy surowcowej wpłynęło na ekonomiczny brak uzasadnienia podejmowania takiej inwestycji. Na drugim biegunie przedstawiona została elektrownia wiatrowa w Szymankowie, która została zrealizowana bez jakichkolwiek dedykowanych form wsparcia finansowego, wyłącznie na zasadach korporacyjnych. Niska ekspozycja na ryzyko klimatyczne, relatywnie niski LCOE oraz charakter inwestycji zbieżny ze standardami zrównoważonego rozwoju złożyły się na sukces tego przedsięwzięcia. Zatem przedstawione w niniejszej publikacji studia przypadku wskazują, że inwestycje w OZE są wspierane przez mechanizmy rynkowe w celu ich popularyzacji w systemie elektroenergetycznym. Z drugiej strony inwestycje węglowe są wypierane z uwagi na ich negatywny wpływ na środowisko i klimat. Z tego względu zarówno decydenci, jak i inwestorzy są zmuszeni do brania pod uwagę ryzyka klimatycznego w procesie podejmowania decyzji inwestycyjnych w branży energetycznej. Należy jednakże podkreślić konieczność realizacji inwestycji w modernizację istniejących lub budowę nowych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) z uwagi na konieczność zastępowania mocy w KSE i rozbudowy zdolności generacji energii elektrycznej. Inwestycje te są konieczne, bo jednostki te dysponują nieporównywalnie większą mocą zainstalowaną niż instalacje OZE (przykładowo EW Szymankowo ma moc zainstalowaną 38 MW a nowy blok węglowy w Jaworznie 910 MW). Elektrownie węglowe, z racji niezależności od zmienności warunków meteorologicznych charakteryzują się także wyższym współczynnikiem wykorzystania mocy, tzw. capacity factor. Jednakże inwestowanie w czasach obecnego kryzysu energetycznego i niemalże galopującej inflacji przekłada się na zwiększenie ryzyka finansowego inwestycji. Obecna sytuacja wyraźnie utrudniła dalszy rozwój energetyki gazowej czyniąc transformację energetyczną jeszcze trudniejszym wyzwaniem i de facto przymuszając do konieczności modernizacji większości istniejących bloków węglowych oraz rozpoczęcia procesu inwestycyjnego w obszarze energetyki jądrowej.

Projektowanie polityki energetycznej kraju jak również podejmowanie decyzji o realizacji projektów inwestycyjnych powinno zostać poprzedzone precyzyjnymi analizami ekonomicznymi i technicznymi, uwzględniającymi aktualne uwarunkowania rynkowe oraz wyzwania jakie niesie za sobą dekarbonizacja sektora energetycznego i całej gospodarki. W procesie planowania inwestycji energetycznych nieodzowne jest także branie pod uwagę ryzyka klimatycznego i finansowego, gdyż ignorowanie ich może prowadzić do konsekwencji, jakie zmateriałizowały się w przypadku nieudanej inwestycji w blok węglowy elektrowni Ostrołęka C.

LITERATURA

- Akt założycielski spółki Nowe Jaworzno Grupa Tauron sp. z o.o., Jaworzno, Grupa Tauron.
Bank Track. (2020). *Ostroleka C coal power plant*. Banktrack.Org.
https://www.banktrack.org/project/ostroleka_c_coal_and_biomass_power_plant
(05.09.2022)
- Bankier.pl. (2020). *Tauron szacuje, że blok w Elektrowni Jaworzno zostanie oddany do 15 listopada*. <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Tauron-szacuje-ze-blok-w-Elektrowni-Jaworzno-zostanie-oddany-do-15-listopada-opis-7876782.html> (05.09.2022)
- Biznes Alert. (2018). *Parkiet: Plan B finansowania rozbudowy Elektrowni Ostrołęka*.
<https://biznesalert.pl/elektrownia-ostroleka-c-rozbudowa-finansowanie/> (05.09.2022)

- Burchard-Dziubińska, M. (2020). Systemy społeczno-gospodarcze w Polsce wobec ryzyka związanego ze zmianą klimatu. W Prandecki K. (red), Burchard-Dziubińska M. (red), *Zmiana klimatu - skutki dla polskiego społeczeństwa i gospodarki* (s. 159–174), Warszawa, Komitet Prognoz "Polska 2000 Plus" przy Prezydium PAN. <https://doi.org/10.24425/137391>
- Carbon Tracker. (2018). *Ostrołęka C: Burning More Money Than Coal*. <https://carbontracker.org/reports/burning-more-money-than-coal/> (05.09.2022)
- Centrum Informacji o Rynku Energii. (2018). *Spółka celowa E003B7: zatrzymanie w Elektrowni Jaworzno bez wpływu na inwestycję*. <https://www.cire.pl/item,157264,1,0,0,0,0,0,spolka-celowa-e003b7-zatrzymanie-w-elektrowni-jaworzno-bez-wplywu-na-inwestycje.html> (05.09.2022)
- Elżbięciak, T. (2020). *Nowy blok 910 MW w Elektrowni Jaworzno III na finiszu. To nie koniec wielkich otwarć*. wnp.pl. <https://www.wnp.pl/budownictwo/nowy-blok-910-mw-w-elektrowni-jaworzno-iii-na-finiszu-to-nie-koniec-wielkich-otwarci,369005.html> (05.09.2022)
- Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju. (2019). *Farma wiatrowa Szymankowo*. <https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/51031.html> (05.09.2022)
- Frączyk, J. (2020). *Miliardowa inwestycja państwowych spółek spisana na straty. Nowy blok Ostrołęki wyceniono na zero*. Business Insider. <https://businessinsider.com.pl/gielda/wiadomosci/inwestycja-w-elektrownie-ostroleka-c-spisana-na-straty-miliard-zlotych-odpisu/x6sh22v> (05.09.2022)
- Fundacja InStrat. (2017). *Energy InStrat - Power Plants*. https://energy.instrat.pl/power_plants (05.09.2022)
- Henderson, R. M., Reinert, S. A., Dekhtyar, P., Migdal, A. (2018). Climate Change in 2018: Implications for Business. *Harvard Business School*, 1–39. www.hbsp.harvard.edu. (05.09.2022)
- Hetmański, M. (2018a). *OSTROŁĘKA C – co dalej z ostatnią elektrownią węglową w Europie ?*, Warszawa, Fundacja InStrat
- Hetmański, M. (2018b). *RYNEK MOCY NIE POMOŻE Aktualizacja raportu: Ostrołęka C – co dalej z ostatnią elektrownią węglową w Europie ?*, Warszawa, Fundacja InStrat
- Institut Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej. (2019). *Inwestycje energetyczne - elektrownia Ostrołęka*. <http://inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl/inwestycja/elektrownia-ostroleka/> (05.09.2022)
- Ittner, C. D., Larcker, D. F. (2001). Assessing empirical research in managerial accounting: a value-based management perspective. *Journal of Accounting and Economics*, 32, 349–410.
- Kajmowicz, J. (2019). *“Osierocona elektrownia”. Jak likwidacja ME wpłynie na los Ostrołęki C? [KOMENTARZ]*. Energetyka24.Com. <https://www.energetyka24.com/osierocona-elektrownia-jak-likwidacja-me-wplynie-na-los-ostroleki-c-komentarz> (05.09.2022)
- Kolk, A., Levy, D., Pinkse, J. (2008). Corporate responses in an emerging climate regime: The institutionalization and commensuration of carbon disclosure. *European Accounting Review*, 17(4), 719–745. <https://doi.org/10.1080/09638180802489121>
- Kouloukoui, D., Marinho, M. M. de O., Gomes, S. M. da S., Kiperstok, A., Torres, E. A. (2019). Corporate climate risk management and the implementation of climate projects by the world’s largest emitters. *Journal of Cleaner Production*, 238. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.117935>
- Krupiński, S., Kuszewski, P., Paska, J. (2019). Efektywność finansowa bloku węglowego klasy 1000 MW na przykładzie elektrowni Ostrołęka C. *Przegląd Elektrotechniczny*,

- 95(10), 72–77. <https://doi.org/10.15199/48.2019.10.15>
- Kwinta, W. (2020). *Blok energetyczny w Jaworznie rozpocznie pracę dopiero w listopadzie*. Inżynieria.Com. <https://inzynieria.com/energetyka/wiadomosci/58575,blok-energetyczny-w-jaworznie-rozpocznie-prace-dopiero-w-listopadzie> (05.09.2022)
- Niedziółka, D. (2018). *Funkcjonowanie polskiego rynku energii*. Warszawa, Difin.
- Niedziółka, D., Czyżak, P. (2017). The economic security of power plants. *E3S Web of Conferences*, 14, 1–10. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20171401007>
- Polenergia. (2019a). *Raport Społecznej Odpowiedzialności 2019*.
- Polenergia. (2019b). *Strategia Grupy Polenergia 2020-2024*.
- Projekt PEP 2040. (2019). *Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.*
- Redakcja gramwzielone.pl. (2019). *Polenergia wygrywa aukcje. Zakontraktowała tylko część generacji*. <https://www.gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/102134/polenergia-wygrywa-aukcje-zakontraktowala-tylko-czesc-generacji> (05.09.2022)
- Rogowski, W. (2018). *Rachunek efektywności inwestycji. Wyzwania teorii i potrzeby praktyki (III)*. Wydawnictwo Nieoczywiste.
- Sawicki, B. (2020). *Odbiór bloku w Jaworznie opóźni się przez dodatkowe naprawy. Tauron odpowiada*. Biznes Alert.Pl. <https://biznesalert.pl/rafako-tauron-blok-jaworzno-naprawa-wegiel-energetyka/> (05.09.2022)
- Sobik, B. (2019). Wykorzystanie fotowoltaiki jako źródła pokrywającego zapotrzebowanie szczytowe w okresie letnim w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, 109, 123–136. <https://doi.org/10.24425/znigsme.2019.130163>
- Sobik, B. (2021). Zastosowanie metody project finance w inwestycjach w elektroenergetyczne aktywa wytwórcze w Polsce. W: M. Jamroży (Red), A. Karbowski (Red.), *Rozważania ekonomiczne studentów SGH (I, 167–193)*, Warszawa, Oficyna Wydawnicza SGH.
- Timilsina, G., Shah, K. (2020). Are Renewable Energy Technologies Competitive? *Proceedings of the 2020 International Conference and Utility Exhibition on Energy, Environment and Climate Change, ICUE 2020, 2018(October)*. <https://doi.org/10.1109/ICUE49301.2020.9307150>

THE IMPACT OF THE CLIMATE RISK ON INVESTMENT PROCESSES IN THE POLISH ENERGY SECTOR – CASE STUDIES OF THE COAL-FIRED POWER PLANTS OSTROŁĘKA AND JAWORZNO AS WELL AS THE WIND POWER PLANT SZYMANKOWO

Abstract

Purpose – The ongoing energy transition poses a significant challenge for the Polish power sector. The investment gap in the area of power generation assets in Poland requires large-scale investment projects involving new generation sources. A key aspect of any electricity investment is an investment risk, which in this sector is particularly related to climate and financial risks. The aim of this article is to demonstrate the fundamental impact of climate risk on the success of investment projects in electricity generation assets.

Methodology – Three case studies were carried out, for which the level of investment risk was determined with a particular focus on climate risk and the results of an economic

analysis of the profitability of the investment. A review of literature and energy companies' documents has also been carried out.

Findings – In times of energy crisis and ongoing energy and climate policy, it has become impossible to complete the financial assembly from external sources for new coal-fired units, as shown by the example of the failed Ostrołęka investment. Ignoring the climate risk as well as the results of the investment efficiency account led to the project being aborted and sunk costs generated. Current market conditions in the sector strongly support investment in renewable energy sources as being compatible with sustainable development. However, the Polish electricity system is currently in such a situation that it is also necessary to invest in large-scale generation units to ensure energy security, particularly during the energy crisis in Europe.

Keywords: investment risk, energy transition, climate risk, investment gap, investment efficiency, investment

JEL classification: G32, Q40, Q42, Q48

Bartosz Sobik

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie

bartosz.sobik@doktorant.sgh.waw.pl