

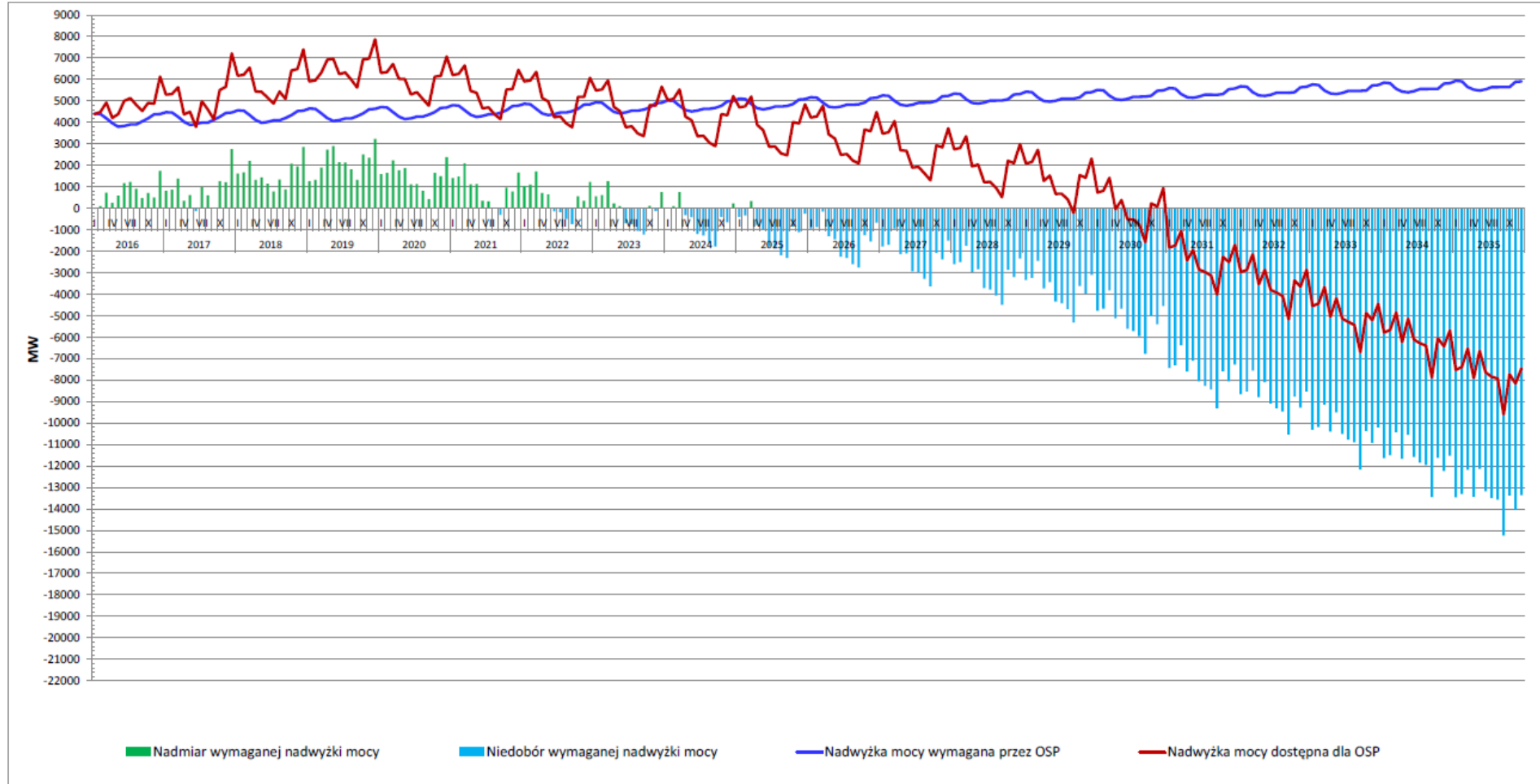
Efektywność finansowa bloku węglowego klasy 1000 MW na przykładzie elektrowni Ostrołęka C

mgr inż. **Sebastian Krupiński**, Politechnika Warszawska, e-mail: sebastianpc@interia.pl

dr **Piotr Kuszewski**, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, e-mail: Piotr.Kuszewski@sgh.waw.pl

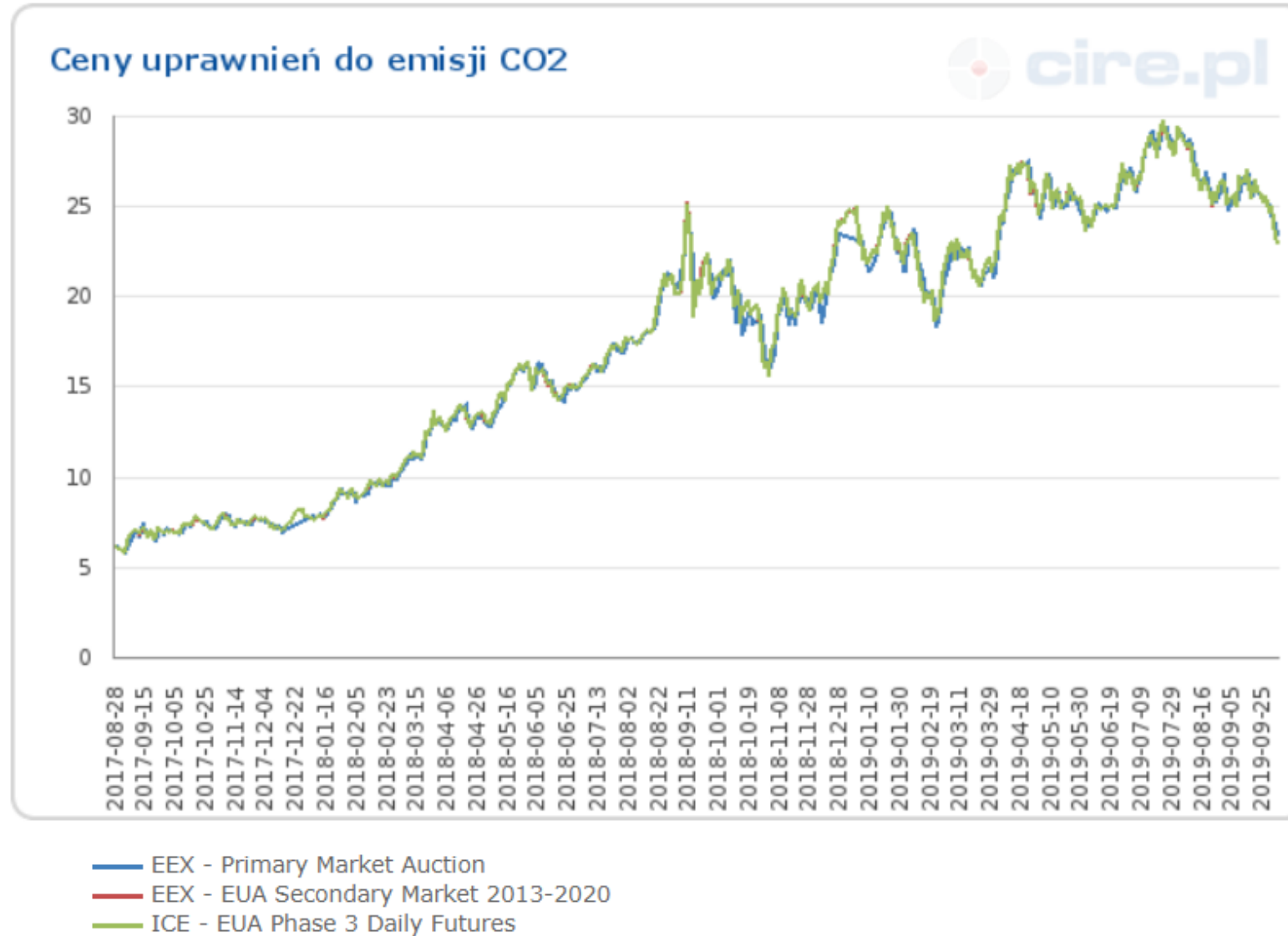
prof. dr hab. inż. **Józef Paska**, Politechnika Warszawska, e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

1. Wprowadzenie



Rys.1. Prognoza pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc do roku 2035 w przypadku realizacji scenariusza modernizacji obecnie funkcjonujących jednostek wytwórczych niespełniających norm emisji w ramach konkluzji BAT [1]

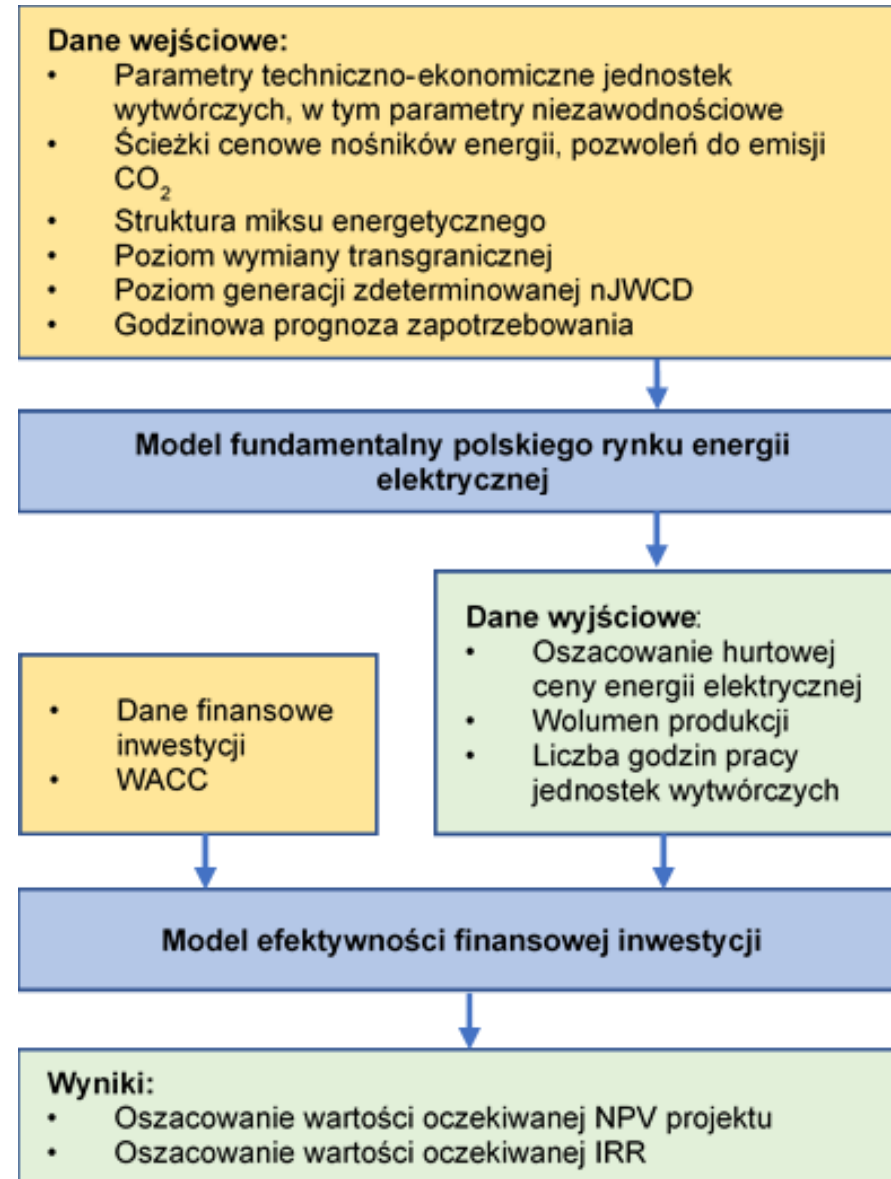
1. Wprowadzenie



2. Charakterystyka modelu symulacyjnego

Podstawowe czynniki cenotwórcze na rynku energii elektrycznej:

- Zagregowane zapotrzebowanie;
- Poziom dostępnych zdolności wytwórczych
- Produkcja OZE;
- Poziom transgranicznej wymiany handlowej;
- koszty wytwarzania, w tym w szczególności:
 - ceny nośników energii pierwotnej;
 - koszty środowiskowe, uwzględniające m.in. koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂.



Rys. 2. Wysokopoziomowa struktura modelu symulacyjnego efektywności finansowej inwestycji

Model symulacyjny efektywności finansowej:

- **model równowagi ogólnej rynku** energii elektrycznej składający się z dwóch zasadniczych części;
- **perspektywa do 2053 roku**, przy założeniu uruchomienia inwestycji w 2024 roku oraz eksploatacji przez okres następnych 30 lat;
- **wykorzystanie metody Monte Carlo** w celu uwzględnienia niepewności danych;
- **model o rozdzielczości czterogodzinowej**;
- **1000 symulacji** dla każdego scenariusza;
- Wynikiem analiz są **rozkłady wartości NPV projektu**.

3. Model badania efektywności finansowej inwestycji

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{P_{r,t} - K_{e,t} - F_t - (P_{r,t} - K_{e,t} - F_t - A_t)p}{(1 + r_t)^t} - \sum_{t=-b}^{t=0} \frac{J_t}{(1 + r_z)^t}$$

gdzie: n – wyrażony w latach okres eksploatacji inwestycji, b – wyrażony w latach czas trwania budowy inwestycji, $P_{r,t}$ – **wartość rocznego przychodu**, $K_{e,t}$ – **wartość rocznych kosztów eksploatacji**, w tym m.in. kosztów środowiskowych, F_t – wartość rocznych kosztów finansowania inwestycji; A_t – amortyzacja w roku t , J_t – nakłady inwestycyjne w roku t , p – stopa podatku dochodowego od osób prawnych, r_t – stopa dyskontowa w roku t , r_z – stopa dyskontowa odzwierciedlająca zamrożenie kapitału.

$$P_{r,t} = P_{E,t} + P_{US,t} + P_{RM,t}$$

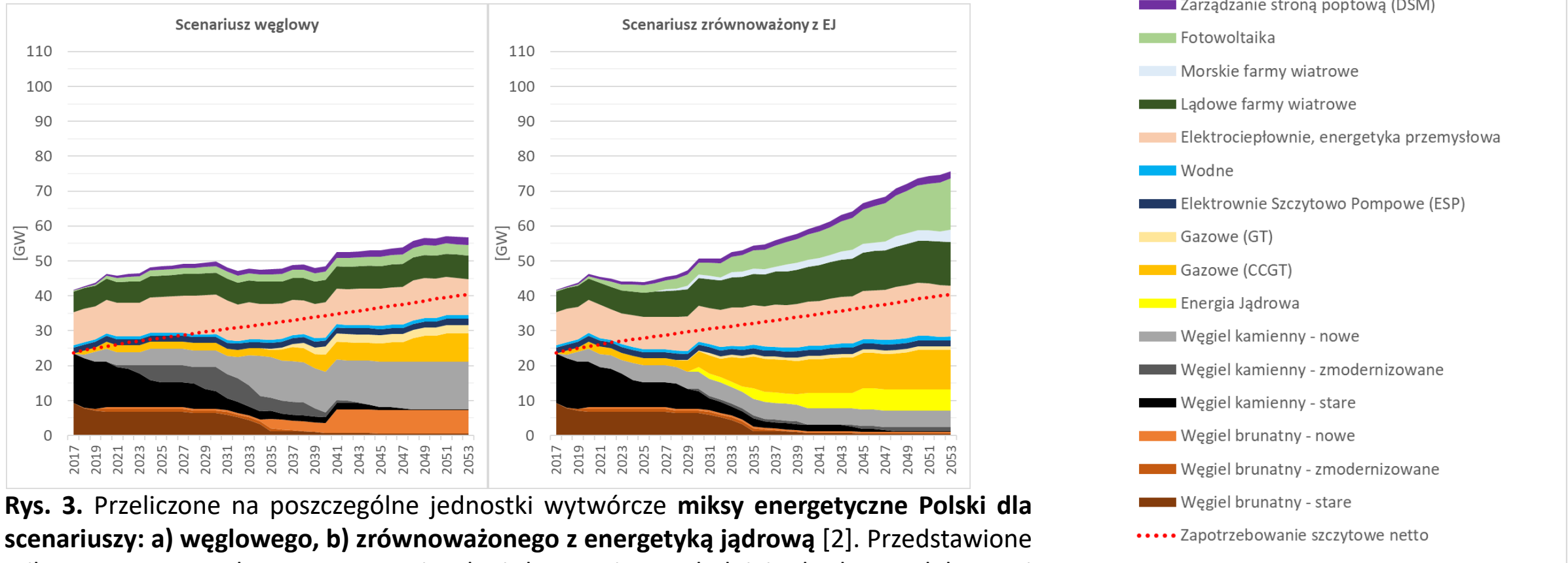
gdzie: $P_{E,t}$ – sumaryczne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w roku t , $P_{US,t}$ – sumaryczne przychody ze świadczenia usług systemowych w roku t , $P_{RM,t}$ – sumaryczne przychody z udziału w rynku mocy w roku t .

$$K_{e,t} = K_{S,t} + K_{Z,t} = (K_{PLAC,t} + K_{MATs,t} + K_{POZ,t} + K_{REM,t}) + (K_{PAL,t} + K_{MATz,t} + K_{ŚROD,t} + K_{CO2,t})$$

gdzie: $K_{S,t}$ – koszty stałe wytwarzania w roku t , $K_{Z,t}$ – koszty zmienne wytwarzania w roku t , $K_{PLAC,t}$ – koszty wynagrodzeń w roku t , $K_{MATs,t}$ – koszty stałe materiałów w roku t , $K_{POZ,t}$ – pozostałe koszty stałe w roku t , z wyłączeniem podatku dochodowego, $K_{REM,t}$ – koszty remontów w roku t , $K_{PAL,t}$ – koszty paliwa wraz z kosztami zakupu w roku t , $K_{MATz,t}$ – koszty zmienne materiałów w roku t , $K_{ŚROD,t}$ – koszty korzystania ze środowiska w roku t , z wyłączeniem kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂, $K_{CO2,t}$ – koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂. Wartość rocznych kosztów finansowania inwestycji F_t jest równa rocznym **kosztom finansowania obligacjami korporacyjnymi** $K_{O,t}$.

4. Scenariusze oraz założenia i warunki brzegowe modelu finansowego

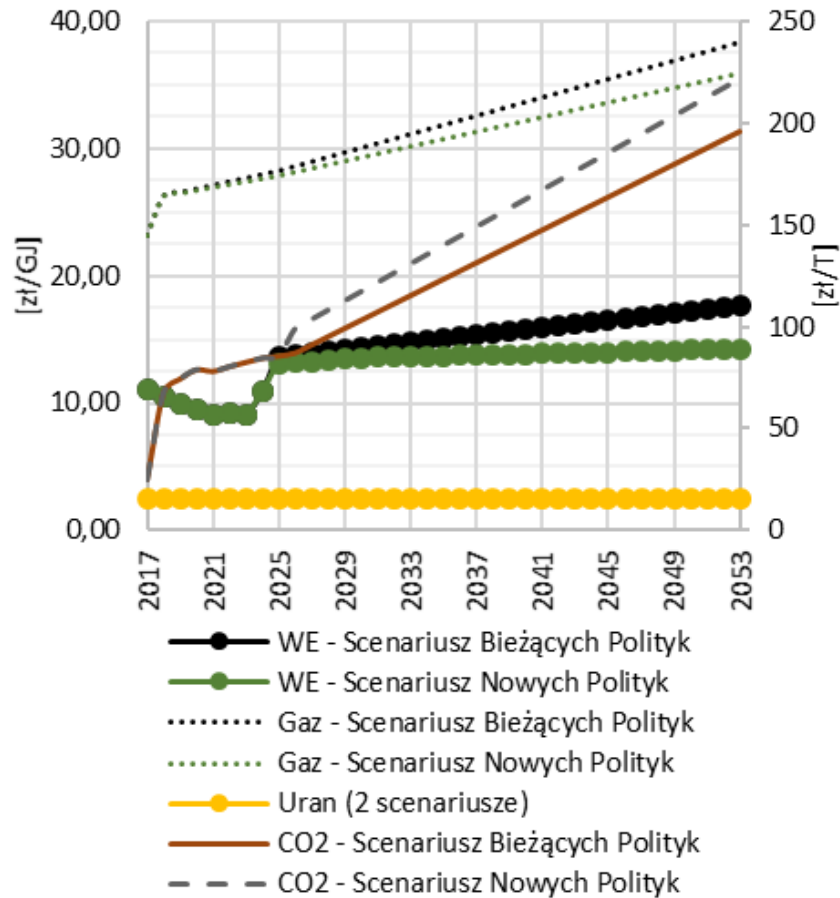
Analiza symulacyjna rynku energii elektrycznej uwzględnia dwa podstawowe scenariusze: **węglowy** oraz **zrównoważony z energetyką jądrową**, zróżnicowane ze względu na projekcje **ścieżki cen nośników energii**, **wymianę handlową** na połączeniach międzysystemowych oraz wynikający z nich **miks energetyczny Polski**.



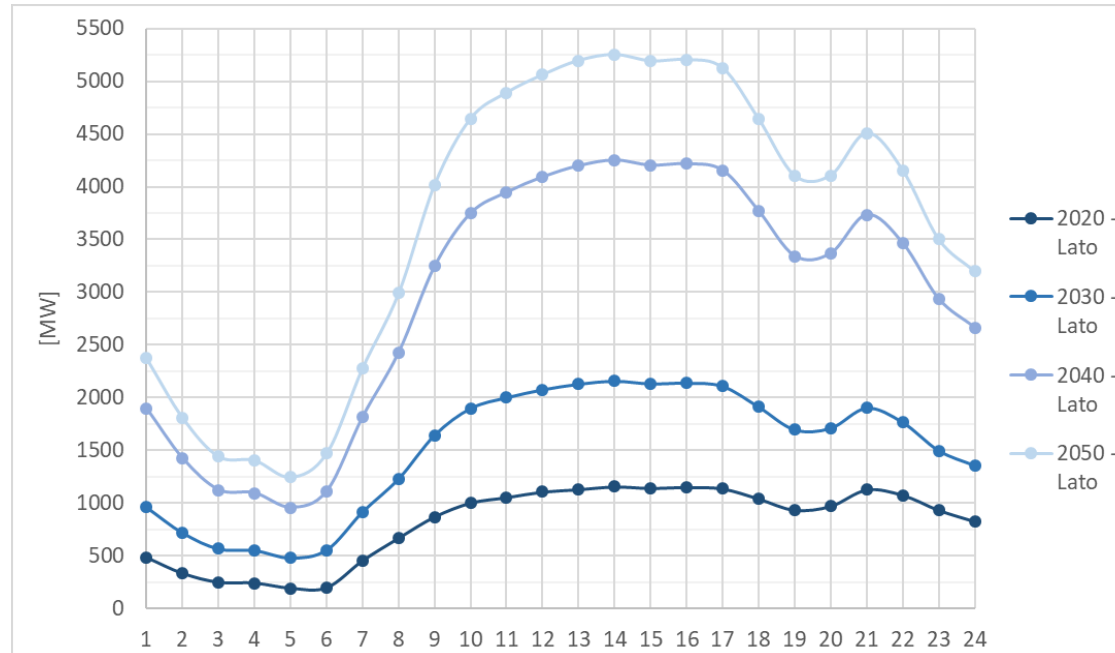
Rys. 3. Przeliczone na poszczególne jednostki wytwórcze miksy energetyczne Polski dla scenariuszy: a) węglowego, b) zrównoważonego z energetyką jądrową [2]. Przedstawione miksy oparte zostały na mocy osiągalnej brutto i uwzględniają budowę elektrowni Ostrołęka C o mocy osiągalnej 1000 MW.

4. Scenariusze oraz założenia i warunki brzegowe modelu finansowego

Analiza symulacyjna rynku energii elektrycznej uwzględnia dwa podstawowe scenariusze: **węglowy** oraz **zrównoważony z energetyką jądrową**, zróżnicowane ze względu na projekcje **ścieżki cen nośników energii**, **wymianę handlową** na połączeniach międzysystemowych oraz wynikający z nich **miks energetyczny Polski**.



Rys. 4. Predykcja ścieżek cenowych nośników energii pierwotnej oraz uprawnień do emisji CO₂ w Unii Europejskiej do roku 2053 dla poszczególnych scenariuszy. Ścieżki wyznaczono jako przeliczenie bieżących cen zgodnie z trajektorią ścieżek cen nośników dla poszczególnych scenariuszy [3, 4, 5].

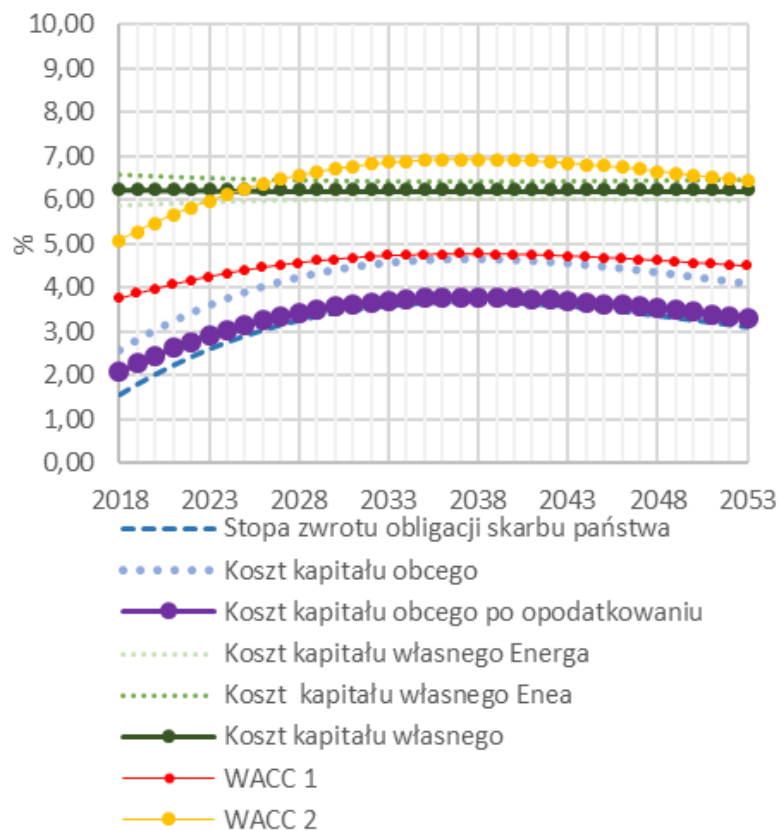


Rys. 5. Projekcja godzinowego bilansu handlowego polskiego obszaru cenowego dla przykładowej doby okresu letniego. Wartości dodatnie oznaczają import energii do Polski.

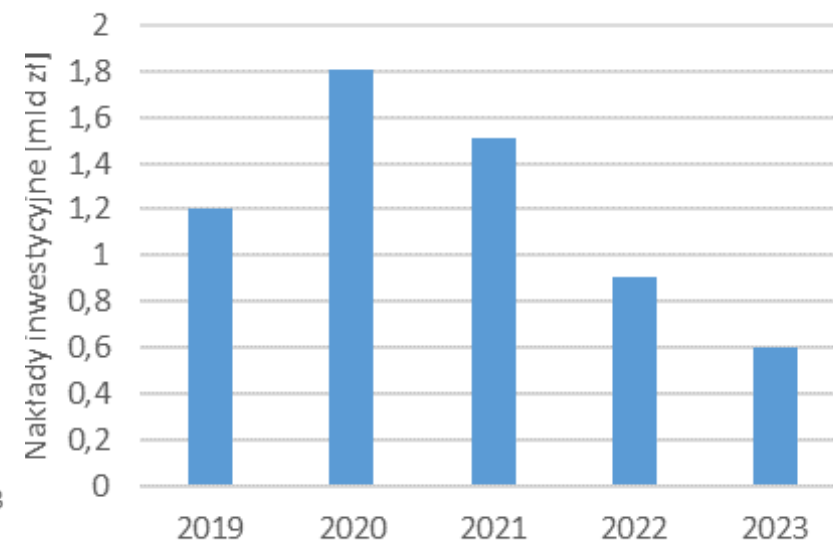
4. Scenariusze oraz założenia i warunki brzegowe modelu finansowego

Tabela 1. Parametry techniczno-finansowe elektrowni Ostrołęka C przyjęte w symulacji (ceny stałe 2017 rok)

Parametr	Moc osiągalna (MW)	Moc osiągalna netto (MW)	Moc minimalna (MW)
Wartość	1000	940	300
Parametr	Emisja CO ₂ (t/MWh)	Sprawność	Wskaźnik awaryjności FOR
Wartość	0,79	0,46	11% (zima), 10% (lato)
Parametr	Koszt paliwa z wyłączeniem kosztów transportu (zł/MWh)	Koszt materiałów i opłat środowiskowych (zł/MWh)	Koszt transportu węgla (zł/MWh)
Wartość	76,76	5,00	29,14
Parametr	Koszt zmienny wytwarzania bez kosztów CO ₂ (zł/MWh)	Koszt uprawnień do emisji CO ₂ (zł/MWh)	Całkowity koszt zmienny wytwarzania (zł/MWh)
Wartość	110,90	19,62	130,52



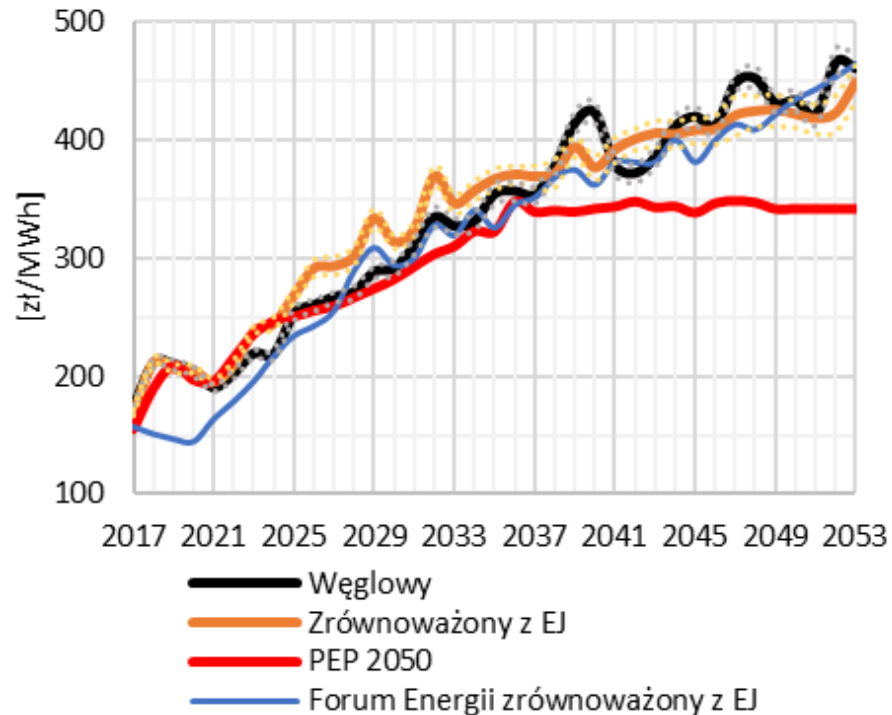
Rys. 6. Szacowana wartość średnioważonego kosztu kapitału w perspektywie do 2053 roku wraz z przebiegiem jej składowych (WACC 1) oraz wartość alternatywna (WACC 2)



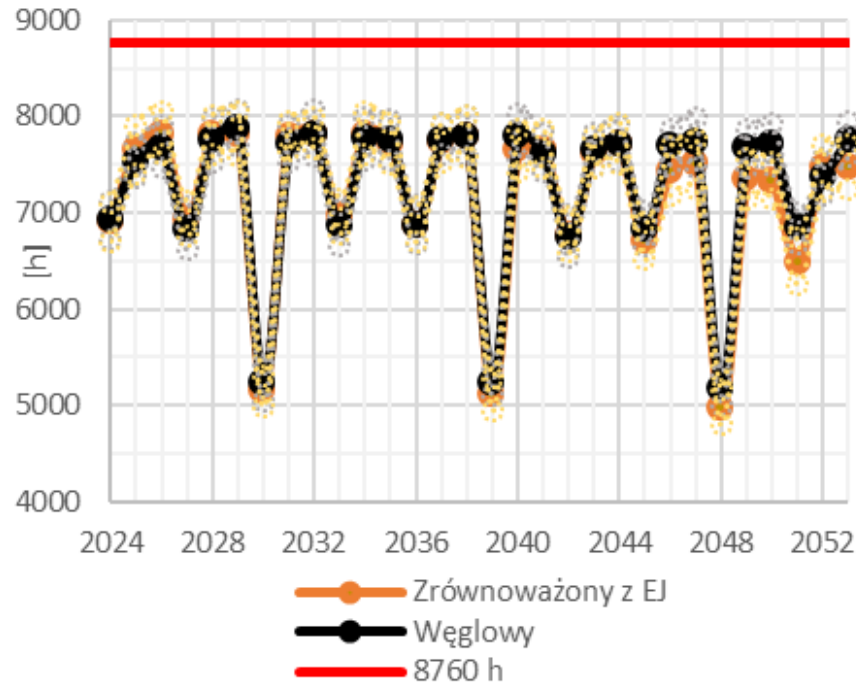
Rys. 7. Harmonogram wydatkowania nakładów inwestycyjnych projektu

Struktura finansowania projektu: 60% kapitału środki obce pochodzące z emisji obligacji korporacyjnych, a 40% kapitał własny inwestorów, przy założeniu ich równego udziału w analizowanym przedsięwzięciu.

5. Wyniki analizy



Rys. 8. Projekcja wartości oczekiwanej hurtowej ceny energii elektrycznej wraz ze wskazaniem wartości granicznych dla przedziału określonego przez wartość oczekiwaną +/- odchylenie standardowe dla badanych scenariuszy (ceny nominalne)

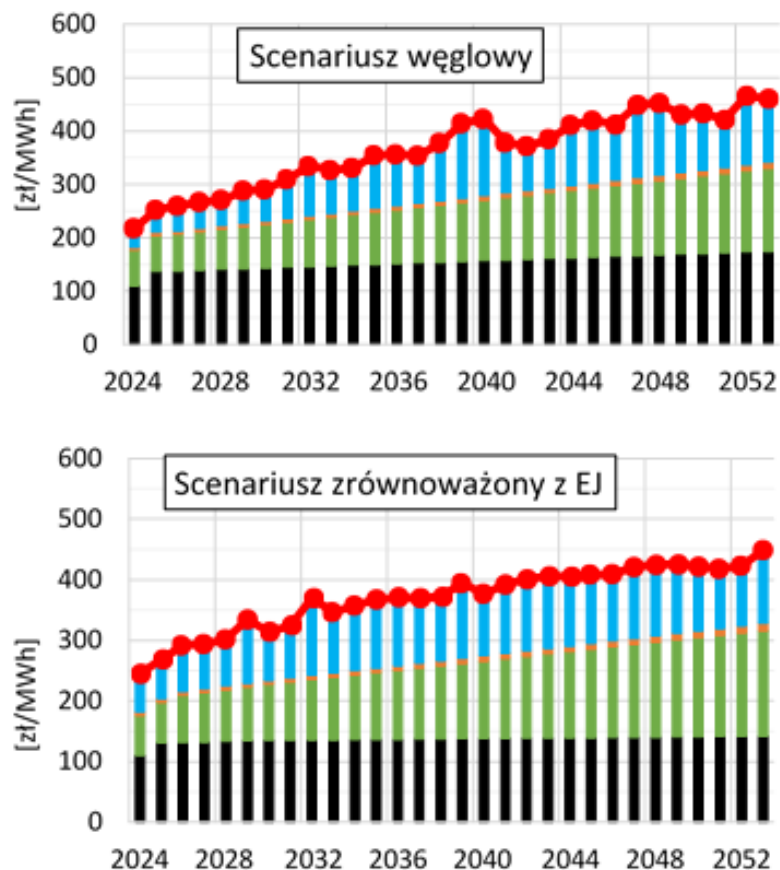


Rys. 9. Projekcja wartości oczekiwanej czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni Ostrołęka C wraz ze wskazaniem wartości granicznych dla przedziału określonego przez wartość oczekiwaną +/- odchylenie standardowe dla badanych scenariuszy.

Uzyskana w modelu **średnia, ważona wolumenem hurtowa cena energii elektrycznej dla 2017 roku** dla badanych scenariuszy wyniosła **171,06 zł/MWh**, podczas gdy średnioważona cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym na poziomie 163,70 zł/MWh [6].

Wartość oczekiwana **czasu wykorzystania mocy zainstalowanej** dla całego okresu życia elektrowni Ostrołęka C, wyniosła **około 7259 h** (odchylenie standardowe 199 h) dla scenariusza węglowego, **7 197 h** (odchylenie standardowe 206 h) dla scenariusza zrównoważonego z energetyką jądrową.

5. Wyniki analizy



■ Clean Dark Spread
■ Pozostałe koszty zmienne
■ Koszty uprawnień do emisji CO₂
■ Koszty paliwa
● Średnia hurtowa cena energii elektrycznej

Rys. 10. Projekcja wartości oczekiwanej wskaźnika **Clean Dark Spread**

Tabela 2. Wartość oczekiwana NPV i NPVR dla projektu elektrowni Ostrołęka C dla poszczególnych scenariuszy: WACC 1 o średniej wartości w analizowanym okresie 4,52%, WACC 2 o średniej wartości w analizowanym okresie 6,50%

Scenariusz	NPV	NPVR
Brak rynku mocy (WACC 1)		
węglowy	- 3 221 735 477,44 zł	-51,45%
zrównoważony z EJ	- 1 790 544 288,00 zł	-28,59%
Rynek mocy na okres 15 lat (WACC 1)		
węglowy	- 1 503 300 216,91 zł	-24,01%
zrównoważony z EJ	- 197 102 030,79 zł	-3,15%
Brak rynku mocy (WACC 2)		
węglowy	- 3 668 861 603,02 zł	-57,67%
zrównoważony z EJ	- 2 355 513 238,19 zł	-37,03%
Rynek mocy na okres 15 lat (WACC 2)		
węglowy	- 2 152 206 188,45 zł	-33,83%
zrównoważony z EJ	- 952 512 245,20 zł	-14,97%
Rynek mocy na okres 15 lat (Współczynnik dyskonta 3%)		
węglowy	- 807 718 829,91 zł	-13,03%
zrównoważony z EJ	578 245 261,52 zł	NPVR: 9,33% IRR: 4,09%

6. Podsumowanie

- **brak opłacalności projektu dla modelu rynku jednotowarowego**, niezależnie od poziomu stopy dyskontowej;
- **niewielka rentowność w przypadku pełnego funkcjonowania rynku mocy dla scenariusza zrównoważonego z energetyką jądrową** przy uwzględnieniu stopy dyskontowej na poziomie 3% w całym okresie analizy, tj. wartości odpowiadającej tzw. **społecznemu kosztowi kapitału** wykorzystywanego w analizach OECD;
- scenariusz węglowy - stopa dyskonta poniżej 1,65%, bądź uzyskanie dostępu do długu o ujemnym oprocentowaniu na poziomie poniżej -0,07%;
- scenariusz zrównoważony z energetyką jądrową, wartości graniczne powinny odpowiadać 4,10% dla stopy dyskontowej lub 3,37% dla oprocentowania obligacji korporacyjnych;
- z perspektywy czynników fundamentalnych, potencjalnym warunkiem poprawy efektywności finansowej inwestycji jest **obniżenie się ceny węgla energetycznego** przy jednoczesnym **wzroście ceny gazu**, co przy uwzględnieniu mechanizmu cen krańcowych, pozwoliłoby na zwiększenie się ceny energii elektrycznej oraz zmniejszenie kosztu zmiennej analizowanej jednostki.
- efektywność finansowa jednostki węglowej klasy 1000 MW istotnie różni się w zależności od przyjętego scenariusza analizy;
- do głównych **determinantów sprawności finansowej inwestycji** zaliczyć należy trajektorię ceny energii elektrycznej, cen nośników energii pierwotnej, cen pozwoleń do emisji CO₂, wynikającą z ryzyka biznesu zmianę popytu i podaży na rynku, a w konsekwencji przy danej dostępności jednostki do pracy, zmianę wolumenu jej produkcji;
- **energetyka jako sektor regulowany, bardzo silnie reaguje na wszelkie zmiany prawne**, które zasadniczo determinują warunki funkcjonowania tego biznesu - udowodniono poprzez analizę poszczególnych scenariuszy, które będąc symulacją zachowania się rynku na skutek **wdrażania regulacji wynikającej z polityki klimatycznej na świecie**, wpływając m. in. na koszt kapitału i wielkość wymaganej premii za ryzyko, bardzo różnicowały opłacalność inwestycji;
- **polityka energetyczna powinna być stabilna i przewidywalna** - pewność co do fundamentalnych założeń projektów.

Dziękuję za uwagę!

mgr inż. Sebastian Krupiński, Politechnika Warszawska, e-mail: sebastianpc@interia.pl

dr Piotr Kuszewski, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, e-mail: Piotr.Kuszewski@sgh.waw.pl

prof. dr hab. inż. Józef Paska, Politechnika Warszawska, e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Bibliografia

1. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035, Departament Rozwoju Systemu, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Konstancin-Jeziorna, 2016.
2. Opracowanie własne na podstawie Polski sektor energetyczny 2050 - 4 scenariusze, Forum Energii, Warszawa, 2016.
3. Ten Year Network Development Plan 2016, ENTSO-E, <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>.
4. Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego, Giełdowa Platforma Informacyjna, <http://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel/39>.
5. Notowania cen na Rynku Dnia Następnego Gazu, Towarowa Giełda Energii S.A., <https://tge.pl/pl/551/wyniki-rdng>.
6. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za IV kwartał 2017 i za rok 2017, Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje/ogolne/aktualnosci/7480,Srednie-ceny-sprzedazy-energielektrycznej-na-ryнку-konkurencyjnym-za-IV-kwarta.html>.