

Adam Klepacki, Węglukoks Energia

Odnawialne źródła energii, część pierwsza – jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej

Niniejsza analiza w założeniach miała być istotnie krótsza niemniej w obliczu uzyskiwanych wyników, a także wielu komentarzy ostatnio pojawiających się w portalach branżowych, postanowiłem ją nieco rozbudować. Ze względu na obszerność materiału ale również układ logiczny będzie się ona składała z dwóch części.

Generalnie w pierwotnym założeniu analiza miała dotyczyć aspektów technicznych integracji dużej ilości źródeł OZE w systemie elektroenergetycznym niemniej nie udało się uciec również od kwestii kosztów. W ostatnim czasie słowo „koszty” w energetyce jest odmieniane przez wszystkie przypadki i w moim odczuciu budzi sporo kontrowersji. Kwestie kosztów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej są bardzo często poruszane przez różne środowiska w różnych artykułach i komentarzach niemniej praktycznie w ogóle nie mówi się o jakich kosztach mowa i co jest brane pod uwagę, a tu różnice mogą być zasadnicze. W związku z tym w części pierwszej podjąłem próbę usystematyzowania tego elementu pod kątem jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej. Druga część analizy (będzie dostępna w terminie późniejszym) będzie dotyczyła wspomnianych aspektów technicznych integracji dużej ilości OZE w systemie (przy czym kwestia kosztów również będzie tam poruszona).

CZĘŚĆ PIERWSZA – Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej [PLN/MWh]

Zastanawia mnie jak różne definicje i sposób rozumienia mógłbym usłyszeć odnośnie zagadnienia jak w temacie części pierwszej. W moim odczuciu jednym z głównych obszarów wykorzystywania tego wskaźnika jest porównywanie technologii wytwarzania energii elektrycznej i tak też się dzieje niemniej najczęściej brakuje odpowiednich wyjaśnień. Na przestrzeni lat technologie służące wytwarzaniu energii elektrycznej zmieniły się zasadniczo, a to z kolei ma wpływ na sposób ich porównywania pod względem kosztów.

Omawianie jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej zacznę od najprostszej i najbardziej elementarnej definicji, która wyraża się formułą jak niżej.

$$J.K.Z._i = \left(\frac{3,6}{\eta_{elb}} \times J.K._p \right) + VO\&M_i + \left(\frac{3,6}{\eta_{elb}} \times \frac{W_{CO_2}}{1000} \times J.K._{CO_2} \right)$$

Formuła 1.1

gdzie:

- JKZ_i – jednostkowy koszt zmienny wytwarzania energii elektrycznej w i-tej jednostce, PLN/MWh,
- η_{elb} – sprawność elektryczna brutto wytwarzania energii elektrycznej w i-tej jednostce, %,
- JK_p – jednostkowy koszt paliwa (loco jednostka wytwórcza) w i-tej jednostce, PLN/GJ,
- VO&M_i – jednostkowe koszty zmienne poza paliwowe (z ang. „*Variable Operation and Maintenance*”) wytwarzania energii elektrycznej w i-tej jednostce, PLN/MWh (są to koszty związane np. z opłatami środowiskowymi, zakupem sorbentów itp.),
- WCO₂ – jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla dla zużywanego paliwa, kg CO₂/GJ,
- JKCO₂ – jednostkowy koszt zakupu uprawnienia do emisji dwutlenku węgla, PLN/Mg.

Tak zdefiniowany koszt jednostkowy stanowi jego część zmienną. Jest fundamentem kształtowania się hurtowej ceny energii elektrycznej na giełdzie. Decyduje o potencjale konkurencyjnym wytwórcy na rynku energii.

Część formuły oznaczona na niebiesko jest brana pod uwagę od momentu utworzenia i czynnego udziału jednostek wytwarzających energię elektryczną w systemie ETS. Podobnie było w przypadku wskaźników marży na wytwarzaniu energii elektrycznej, czyli tak zwanych „spreadów” – np. początkowy „dark spread” wykorzystywany dla jednostek opartych o węgiel kamienny, po wejściu w życie regulacji dotyczących opłat za emisję CO₂, przyjął nazwę „clean dark spread”, czyli objął również część związaną z kosztami zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Należy tutaj zaznaczyć, że jednostkowy koszt zmienny wytwarzania energii elektrycznej, zgodnie z przedstawioną formułą (1.1), może być wyznaczony względem różnego okresu czasu np. jako roczny – wówczas konieczne jest wykorzystanie średniorocznych wartości danych wejściowych w formule.

Czy taka definicja jednostkowego kosztu jest wystarczająca do porównania technologii i stwierdzenia, która z nich jest tańsza a która droższa? Oczywiście nie, gdyż różne technologie wiążą się z różnymi kosztami stałymi, których ta definicja nie obejmuje. Ponadto, technologie odnawialne (w szczególności te niesterowalne) charakteryzują się praktycznie zerowymi kosztami zmiennymi (w myśl formuły 1.1), natomiast istotnymi kosztami stałymi.

Koszty stałe w ramach niniejszej analizy obejmują:

- Koszty utrzymania majątku (remonty, wynagrodzenia, podatki, itp.) – definiowane poprzez wskaźnik FO&M (z ang. „*Fixed Operation and Maintenance*”) – wskaźnik wyrażony w tys. PLN / MW,
- Koszty związane z nakładami inwestycyjnymi lub modernizacyjnymi (budowa jednostki nowej / modernizacja jednostki istniejącej) – koszty te będą transponowane na wartość roczną w oparciu o formułę jak niżej:

$$A_i = \frac{CAPEX_i}{\sum_{j=1}^{t_i} \frac{1}{[(1 + WACC_i)^{j-1}]}}$$

Formuła 1.2

gdzie:

- A_i – bieżąca, roczna wartość kwoty zwrotu kosztów finansowania (wszystkich stron finansujących) i -tej jednostki, mln PLN,
- $CAPEX_i$ – poniesiony nakład inwestycyjny / modernizacyjny na i -tą jednostkę wytwórczą, mln PLN,
- $WACC_i$ – średnioważony koszt kapitału (z ang. „*weighted average cost of capital*”) związany z nakładem inwestycyjnym lub modernizacyjnym na i -tą jednostkę, %,
- t_i – czas życia i -tej jednostki na potrzeby określenia parametru A_i , lata – na potrzeby analizy równoważny z okresem amortyzacji.

Rozszerzona o koszty stałe definicja jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej to obecnie powszechnie wykorzystywany wskaźnik LCOE (z ang. „*Levelized Cost of Electricity*”). Wskaźnik ten poza

kosztami zmiennymi uwzględnia również koszty stałe funkcjonowania jednostki oraz koszty wynikające z poniesionych nakładów inwestycyjnych / modernizacyjnych. Wskaźnik LCOE definiuje się jak niżej:

$$LCOE_i = J \cdot K \cdot Z_{\cdot i} + \frac{A_i}{P_i} + \frac{FO\&M_i \times N_i}{P_i}$$

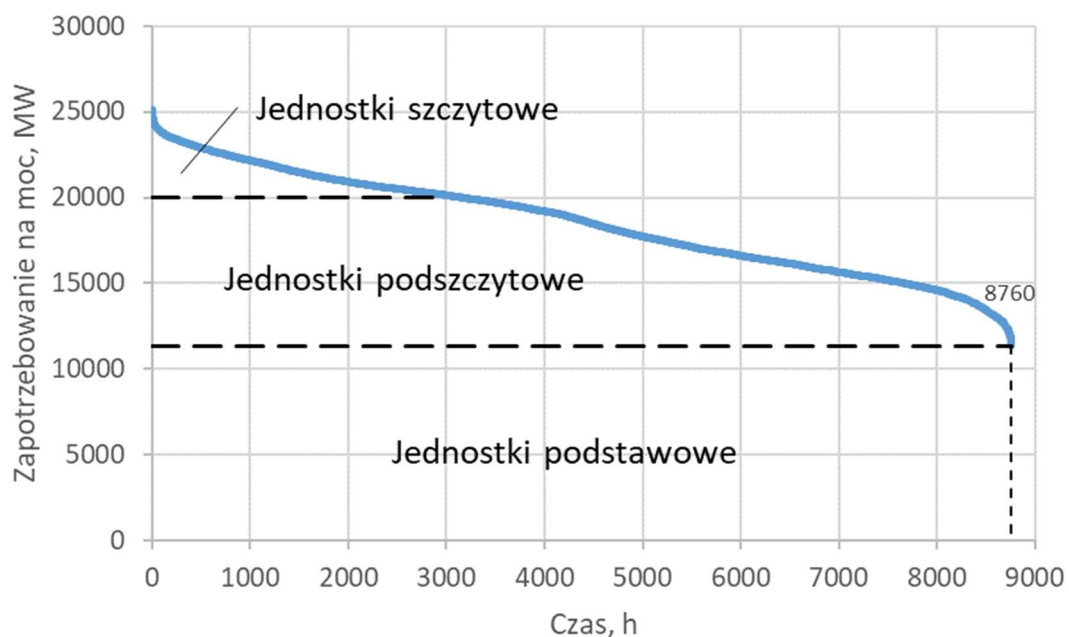
Formuła 1.3

gdzie:

- LCOE_i – pełny jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w i-tej jednostce, PLN/MWh,
- JKZ_i – jednostkowy koszt zmienny wytwarzania energii elektrycznej w i-tej jednostce, PLN/MWh,
- A_i – bieżąca, roczna wartość kwoty zwrotu kosztów finansowania (wszystkich stron finansujących) i-tej jednostki wyznaczona w oparciu o formułę 1.2, mln PLN,
- FO&M_i – wskaźnik kosztów stałych i-tej jednostki, tys. PLN / MW,
- N_i – moc zainstalowana i-tej jednostki, MW,
- P_i – produkcja energii elektrycznej w i-tej jednostce.

Tak zdefiniowany koszt jednostkowy obejmuje część zmienną i stałą. Może być wykorzystywany jako zgrubny wskaźnik opłacalności ekonomicznej projektu. Inaczej mówiąc, hurtowa cena energii elektrycznej w horyzoncie rozpatrywania projektu powinna być wyższa niż wartość wskaźnika.

Szczególną uwagę należy zwrócić na fakt, że wskaźnik LCOE, uwzględnia wielkość produkcji jednostki wytwórczej to znaczy, że może być on również wykorzystywany do analiz optymalnego miks energetycznego. Ma to związek z kształtem krzywej zapotrzebowania na moc w ciągu roku (niebieska linia na poniższym rysunku) – nie jest to linia prosta, a zatem występują w systemie jednostki podstawowe, podszczytowe oraz szczytowe (każdy typ o różnej wielkości produkcji a co za tym idzie różnym wskaźniku wykorzystania mocy nominalnej – w ramach opracowania przyjęto nazwę GCF z ang. „Gross capacity factor”).



Rysunek 1. Uporządkowany profil zapotrzebowania na moc w ciągu roku

Sprawą jasną jest, że jednostki podstawowe powinny się charakteryzować możliwie najniższymi jednostkowymi kosztami zmiennymi (zgodnie z formułą 1.1) i stosunkowo wysokimi kosztami stałymi. Z kolei jednostki podszczytowe oraz szczytowe, proporcje pomiędzy kosztami zmiennymi i stałymi, powinny mieć coraz bardziej odwrócone, to znaczy malejące stałe i rosnące zmienne.

Budowanie miksu energetycznego z uwzględnieniem występowania jednostek o różnym wskaźniku GCF, umożliwia uzyskanie bardziej „urozmaiconej” krzywej merit order, to znaczy takiej, która w końcowej części nie jest praktycznie stałą linią. Wówczas najpewniej nie byłoby tyle obaw związanych z pakietem zimowym oraz oświadczonym „550”, gdyż jednostki szczytowe byłyby oparte na technologii gazowej, której jednostkowy koszt zmienny będący fundamentem hurtowej ceny energii elektrycznej, jest wysoki (z kolei koszty stałe są stosunkowo niskie). To umożliwiłoby pełne pokrycie kosztów (zmiennych i stałych) jednostek węglowych podstawowych i części podszczytowych (brak zjawiska „missing money” oraz brak potrzeb uczestnictwa w Rynku Mocy to znaczy brak problemów z „550”), natomiast uczestnikami Rynku Mocy byłyby jednostki gazowe, gdzie jednostkowy wskaźnik emisji jest poniżej „550”. Ponadto, są to jednostki lepsze z perspektywy dynamiki i elastyczności działania a zatem lepiej wpisują się w charakter pracy podszczytowej i szczytowej.

Czy taka definicja (wskaźnik LCOE) jednostkowego kosztu jest wystarczająca do porównania technologii i stwierdzenia, która z nich jest tańsza a która droższa? W zakresie źródeł konwencjonalnych tak, gdyż wskaźnik ten powinien być wykorzystywany do porównywania źródeł o zbliżonej dyspozycyjności. Dyspozycyjność w ramach niniejszego opracowania jest rozumiana jako zdolność do wytwarzania energii elektrycznej z mocą zainstalowaną.

$$AF_i = \frac{T_p + T_r}{T_k}$$

Formuła 1.4

gdzie:

- AF_i – wskaźnik dyspozycyjności i-tej jednostki wytwórczej, %,
- T_p – czas pracy i-tej jednostki w ciągu roku, h / a,
- T_r – czas pozostawiania w rezerwie i-tej jednostki wytwórczej, h / a,
- T_k – czas kalendarzowy roku (8760 h).

Zarówno w czasie pracy jak i w czasie pozostawiania w rezerwie, jednostka wytwórcza ma możliwość (jest zdolna) do pracy z mocą zainstalowaną.

W związku z powyższym porównywanie źródeł konwencjonalnych z odnawialnymi (w szczególności nie sterowanymi) przy wykorzystaniu wskaźnika LCOE jest nie poprawne. Konieczne jest zatem ustalenie innej, konkretnej i klarownej formuły.

Na potrzeby niniejszego opracowania zaproponowano dedykowany wskaźnik do porównywania kosztów technologii o różnych wskaźnikach dyspozycyjności oraz ujmujący wszystkie koszty, zarówno stałe jak i zmienne. Podstawowym kryterium proponowanego wskaźnika jest zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej, gdyż jest to podstawowe wymaganie / oczekiwanie każdego z odbiorców niezależnie od prezentowanych przekonań. Ponadto, kryterium to stanowi wspólny mianownik dla każdej z porównywanych technologii. W związku z powyższym zaproponowana formuła będzie

bazowała na wyznaczeniu kosztów powiązanych z wytworzeniem energii elektrycznej w pasku o wymiarach X i Y, gdzie:

- X – to konkretna wartość mocy,
- Y – czas kalendarzowy roku równy 8760 h.

Wobec powyższego, sprawą jasną jest, że na potrzeby porównania, poza zdefiniowaniem jednostki podstawowej (przedmiot porównania), konieczne będzie określenie również jednostki rezerwowej – dzięki tej jednostce możliwe będzie wyprodukowanie energii elektrycznej w okresie nie dyspozycyjności jednostki podstawowej.

Proponowana formuła przyjmuje postać jak niżej.

$$ELCOE_i = \frac{CZ\&S_i + CZ_b + CS_b}{P_i + P_b}$$

Formuła 1.5

gdzie, poszczególne części w formule są opisane zależnościami:

$$CZ\&S_i = (J.K.Z._i \times P_i) + A_i + (FO\&M_i \times N_i)$$

Formuła 1.6

Część stała (CS) i zmienna (CZ) kosztów jednostki podstawowej (i-tej, wykorzystywanej do porównania kosztów wytwarzania energii elektrycznej z inną jednostką / technologią).

$$CZ_b = [(1 - AF_i) \times 8760 \times N_i] \times J.K.Z._b$$

Formuła 1.7

Część zmienna kosztów jednostki rezerwowej zapewniającej ciągłość dostaw energii elektrycznej w okresie nie dyspozycyjności jednostki podstawowej.

$$CS_b = (1 - AF_i) \times (A_b + (FO\&M_b \times N_b))$$

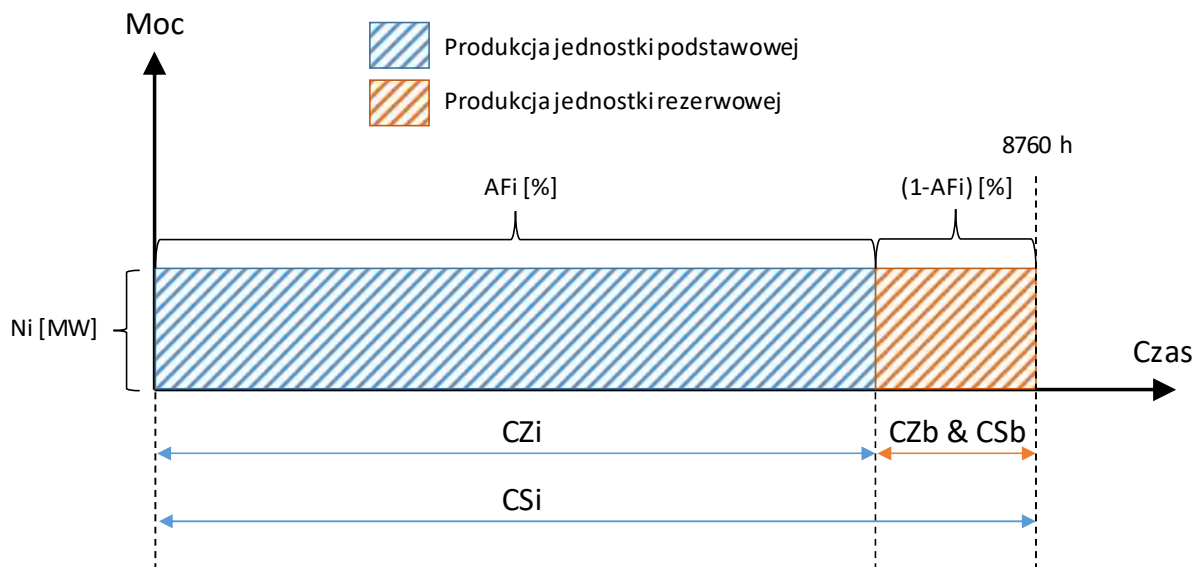
Formuła 1.8

Część stała kosztów jednostki rezerwowej, która powinna być uwzględniona w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej z perspektywy jednostki podstawowej. Koszty te wynikają (są proporcją) z czasu w ciągu roku, jaki jednostka rezerwowa stanowiła rezerwę dla i-tej jednostki. Moc jednostki rezerwowej (Nb) wykorzystana na potrzeby rezerwy dla jednostki podstawowej jest równa mocy zainstalowanej jednostki podstawowej (Ni).

Wskaźnik nazwano ELCOE, czyli jest to rozwinięcie tradycyjnego LCOE. Literka „E” mówi o wskaźniku ekwiwalentnym, to znaczy takim, który przy porównaniu kosztów dostarcza identyczny produkt nie tylko pod względem jakościowym, ale również ilościowym w skali roku.

Oznaczenia użyte w przedstawionych formułach zostały już opisane wcześniej. Generalnie indeks „i” dotyczy podstawowej (i-tej) jednostki, natomiast indeks „b” jednostki stanowiącej rezerwę (od angielskiego „backup”).

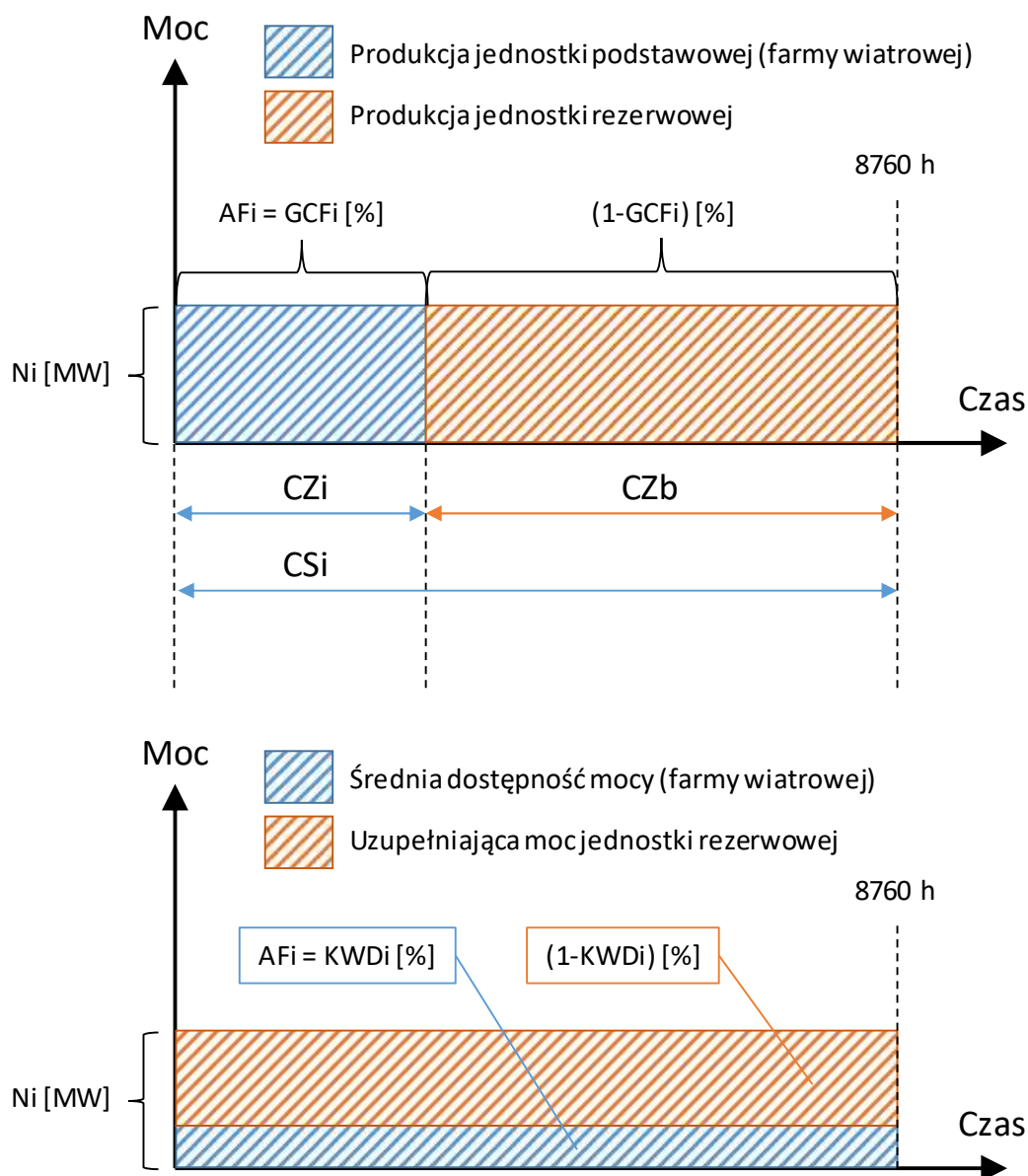
Dla lepszego zobrazowania formuł przedstawiono odpowiedni rysunek.



Rysunek 2. Koszty zmienne i stałe jednostki podstawowej (konwencjonalnej) i rezerwowej na osi czasu

Powyższy przykład dotyczy jednostki konwencjonalnej, która w każdej chwili w ciągu roku ma zdolność do pełnego obciążenia (w ramach dyspozycyjności). W takim przypadku jasno widać, że koszty stałe jednostki rezerwowej, które należy przyporządkować do jednostki podstawowej obejmują proporcję wyrażoną poprzez wartość $(1 - AF_i)$. W przypadku niesterowalnych Odnawialnych Źródeł Energii, takich jak farmy wiatrowe oraz instalacje fotowoltaiczne (PV), wskaźnik dyspozycyjności w zaproponowanych formułach powinien być rozumiany inaczej – wynika to z faktu, że tego typu źródła, choć mogą pracować znaczną ilość godzin w ciągu roku, ich zdolność do generacji mocy przyjmuje różne wartości (zależne od warunków pogodowych).

W związku z powyższym zaproponowano, że w formule 1.7, wskaźnik AF_i , będzie rozumiany jako GCFi, czyli wskaźnik wykorzystania mocy nominalnej. Natomiast w formule 1.8, wskaźnik AF_i będzie rozumiany jako korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (KWDi), który został zdefiniowany i był wykorzystany w procedurach Rynku Mocy. W myśl przepisów dotyczących Rynku Mocy, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności jest rozumiany jako rzeczywista, uśredniona dostępność mocy w ciągu roku. Opisane podejście zobrazowano na poniższym rysunku.



Rysunek 3. Koszty zmienne i stałe jednostki podstawowej (niesterowalnej) i rezerwowej na osi czasu

Zaproponowana formuła (1.5) może być stosowana do porównania obecnie dostępnych wszystkich technologii służących do wytwarzania energii elektrycznej. W obliczeniach jako jednostkę rezerwową można przyjąć dowolną technologię dostępną na rynku lub odnosić się do jednostek konwencjonalnych istniejących w systemie.

W ramach niniejszego opracowania, na bazie formuły 1.5 przygotowano porównanie jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej wybranych technologii, które bazowało na określonych założeniach.

ZAŁOŻENIA DO CZĘŚCI PIERWSZEJ

Na potrzeby porównania jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej (zgodnie z formułą 1.5) wytypowano następujące technologie podstawowe (i-te):

- Istniejący blok węglowy o mocy znamionowej 225 MW – oznaczenie IBW,
- Nowy blok na biomasę o mocy znamionowej 10 MW – oznaczenie NBB,

- Nowa biogazownia rolnicza o mocy znamionowej 1 MW – oznaczenie NBR,
- Nowa mała elektrownia wodna o mocy znamionowej 1 MW – oznaczenie NMW,
- Farma wiatrowa lądowa o mocy znamionowej 25 MW – oznaczenie FWL,
- Farma wiatrowa morska o mocy znamionowej 225 MW – oznaczenie FWM,
- Farma fotowoltaiczna wolnostojąca o mocy znamionowej 25 MW – oznaczenie FPV.

W każdym przypadku na potrzeby obliczeń zastosowano identyczne technologie / jednostki rezerwowe:

- Istniejący blok węglowy – oznaczenie IBWb,
- Nowy blok gazowo-parowy – oznaczenie NBGPb,
- Nowa turbina gazowa działająca w cyklu prostym – oznaczenie NTGb.

Jednostki rezerwowe wnoszą wkład w postaci mocy, w ilości niezbędnej do wyprodukowania równego paska w ciągu roku – zgodnie z przyjętym podstawowym kryterium omówionym wcześniej.

Bazą dla przyjmowanych założeń była tabela 17 załącznika nr 2 do Krajowego planu na rzecz energii i klimatu, opublikowanego przez Ministerstwo Energii na początku stycznia 2019 roku. Tabela zawiera komplet parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Dla odnawialnych źródeł energii przyjęto bardziej optymistyczne parametry tak aby odzwierciedlić istotny rozwój tych technologii – zarówno pod kątem efektywności produkcji energii elektrycznej oraz spadających nakładów inwestycyjnych.

Poza powyższą tabelą posłużono się innymi informacjami, które każdorazowo będą przytaczane tam, gdzie będą różniły się względem tabeli 17.

Istniejący blok węglowy o mocy znamionowej 225 MW (IBW)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średnia sprawność elektryczna brutto	%	38,0*
Wskaźnik dyspozycyjności AF	%	85,0
Koszty zmienne poza paliwowe (VO&M)	PLN / MWh	12,52**
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	172 172**
Jednostkowa emisja CO ₂ z węgla kamiennego	kg / GJ	96,0
Nakłady modernizacyjne (w szczególności BAT)	mIn PLN	150,0

*) – wartość dla jednostki istniejącej z uwzględnieniem pracy regulacyjnej

***) – wartość zgodnie z tabelą 17 jak dla jednostki nowej (2.1), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3 oraz potrzeb własnych IBW na poziomie 9%

Nowy blok na biomasę o mocy znamionowej 10 MW (NBB)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średnia sprawność elektryczna brutto	%	30,0*
Wskaźnik dyspozycyjności AF	%	85,0
Koszty zmienne poza paliwowe (VO&M)	PLN / MWh	6,3**
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	387 000***
Nakłady inwestycyjne (budowa jednostki)	mIn PLN	96,75***

*) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.11) wydaje się nie realna dla przyjętej mocy bloku 10 MW, który w przypadku biomasy powinien być rozwiązaniem lokalnym. Ponadto, nie zakłada się pracy regulacyjnej takiego bloku (a zatem średnia sprawność bliska nominalnej)

***) – nie określono w tabeli 17 (5.11) – przyjęto połowę wartości jak dla węgla, ze względu na mniejszą ilość opłat środowiskowych oraz kosztów sorbentów

***) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.11), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3 oraz potrzeb własnych NBB na poziomie 10%

Nowa biogazownia rolnicza o mocy znamionowej 1 MW (NBR)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średnia sprawność elektryczna brutto	%	42,1*
Wskaźnik dyspozycyjności AF	%	85,0
Koszty zmienne poza paliwowe (VO&M)	PLN / MWh	2,0**
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	898 700***
Nakłady inwestycyjne (budowa jednostki)	mIn PLN	13,276****

*) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.8) z uwzględnieniem potrzeb własnych na poziomie 5%

***) – nie określono w tabeli 17 (5.8) – przyjęto symboliczną wartość istotnie mniejszą niż w przypadku wykorzystania paliw stałych

***) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.8), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3 oraz potrzeb własnych NBR na poziomie 5%. W przypadku CAPEX wykorzystano wartość górną

****) – biogaz o parametrach: Wd 21,0 MJ / Nm³, zawartość CH₄=56%, CO₂=44%

Nowa mała elektrownia wodna o mocy znamionowej 1 MW (NMW)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średni wskaźnik wykorzystania mocy nominalnej GCF	%	49,0*
Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności KWD	%	44,39**
Jednostkowe koszty zmienne (VO&M)	PLN / MWh	0,5***
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	322 500****
Nakłady inwestycyjne (budowa elektrowni)	mIn PLN	12,9****

*) – zgodnie z tabelą 17 (5.4) wskaźnik wynosi 39,95% niemniej analiza pracujących małych elektrowni wodnych wskazuje na wyższy wskaźnik – przyjęto 49%

***) – zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 roku w sprawie parametrów aukcji głównych Rynku Mocy

****) – nie określono w tabeli 17 (5.4) – przyjęto symboliczną wartość

*****) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.4), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3. W przypadku CAPEX wykorzystano wartość górną

Nowa farma wiatrowa lądowa o mocy znamionowej 25 MW (FWL)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średni wskaźnik wykorzystania mocy nominalnej GCF	%	35,0*
Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności KWD	%	10,94**
Jednostkowe koszty zmienne (VO&M)	PLN / MWh	10,0***
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	215 700****
Nakłady inwestycyjne (budowa farmy)	mIn PLN	145,125****

*) – zgodnie z tabelą 17 (5.1) najwyższa wartość nawet w dalszej perspektywie (2021-2040) wynosi 29,68% co względem informacji podawanych przez różne źródła związane z energetyką wiatrową jest wartością nieco zaniżoną – z tego powodu przyjęto inną wartość

***) – zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 roku w sprawie parametrów aukcji głównych Rynku Mocy

****) – nie określono w tabeli 17 (5.1) – przyjęto spodziewaną wartość kosztów bilansowania

*****) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.1), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3. W przypadku CAPEX wykorzystano wartość górną

Nowa farma wiatrowa morska o mocy znamionowej 225 MW (FWM)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średni wskaźnik wykorzystania mocy nominalnej GCF	%	50,0*
Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności KWD	%	20,0**
Jednostkowe koszty zmienne (VO&M)	PLN / MWh	10,0***
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	387 000****
Nakłady inwestycyjne (budowa farmy)	mld PLN	2,177****

*) – zgodnie z tabelą 17 (5.2) najwyższa wartość nawet w dalszej perspektywie (2031-2040) wynosi 43,38% co względem informacji podawanych przez różne źródła związane z energetyką wiatrową jest wartością nieco zaniżoną – z tego powodu przyjęto inną wartość

**) – nie określono w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 roku w sprawie parametrów aukcji głównych Rynku Mocy – przyjęto wartość średnio dwukrotnie większą (względem farm lądowych) ze względu na stabilniejsze warunki wietrzne na morzu

***) – nie określono w tabeli 17 (5.2) – przyjęto spodziewaną wartość kosztów bilansowania

****) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.2), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3. W przypadku CAPEX wykorzystano wartość pośrednią 2250 tys. Euro / MW net

Nowa farma fotowoltaiczna wolnostojąca o mocy znamionowej 25 MW (FPV)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średni wskaźnik wykorzystania mocy nominalnej GCF	%	10,84*
Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności KWD	%	2,07**
Jednostkowe koszty zmienne (VO&M)	PLN / MWh	5,0***
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	68 800****
Nakłady inwestycyjne (budowa farmy)	mIn PLN	96,75****

*) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.6) – uwzględniono wartość perspektywiczną 950 h/rok

**) – zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 roku w sprawie parametrów aukcji głównych Rynku Mocy

***) – nie określono w tabeli 17 (5.6) – przyjęto spodziewaną wartość kosztów bilansowania

****) – wartość zgodnie z tabelą 17 (5.6), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3. W przypadku CAPEX wykorzystano wartość 900 tys. Euro / MWnet

Nowy blok gazowo-parowy (NBGPb)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średnia sprawność elektryczna brutto	%	58,0*
Wskaźnik dyspozycyjności AF	%	90,0
Koszty zmienne poza paliwowe (VO&M)	PLN / MWh	7,35**
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	73 530**
Jednostkowa emisja CO ₂ z gazu ziemnego	kg / GJ	55,0
Jednostkowe nakłady inwestycyjne (budowa jednostki)	mIn PLN / MW	3,063**

*) – wartość zgodnie z tabelą 17 (3.1) ale z uwzględnieniem pracy regulacyjnej

**) – wartość zgodnie z tabelą 17 (3.1), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3 oraz potrzeb własnych NBGPb na poziomie 5%

Nowa turbina gazowa w cyklu prostym (NTGb)

Parametr	Jednostka	Wartość
Średnia sprawność elektryczna brutto	%	38,0*
Wskaźnik dyspozycyjności AF	%	90,0

Koszty zmienne poza paliwowe (VO&M)	PLN / MWh	5,72**
Jednostkowe koszty stałe	PLN / MW	65 360**
Jednostkowa emisja CO ₂ z gazu ziemnego	kg / GJ	55,0
Jednostkowe nakłady inwestycyjne (budowa jednostki)	mln PLN / MW	2,04**

*) – wartość zgodnie z tabelą 17 (3.4) ale z uwzględnieniem pracy regulacyjnej

***) – wartość zgodnie z tabelą 17 (3.4), z uwzględnieniem kursu Euro na poziomie 4,3 oraz potrzeb własnych NBGPb na poziomie 5%

Czas życia technologii na potrzeby określenia bieżącej, rocznej kwoty zwrotu kosztów finansowania (wskaźnik Ai) oraz wskaźnik WACC

W zakresie wskaźnika WACC założono, że źródła konwencjonalne będą miały trudniej w pozyskaniu finansowania – WACC równy 8%, natomiast źródła odnawialne będą mogły liczyć na traktowanie preferencyjne – WACC równy 6,5%.

Czas życia technologii przedstawiono w tabeli.

Parametr	Jednostka	Wartość
Istniejący blok węglowy (IBW)	lata	5*
Nowy blok na biomasę (NBB)	lata	15**
Nowa biogazownia rolnicza (NBR)	lata	15**
Nowa mała elektrownia wodna (NMW)	lata	15**
Farma wiatrowa lądowa (FWL)	lata	15**
Farma wiatrowa morska (FWM)	lata	15**
Farma fotowoltaiczna wolnostojąca (FPV)	lata	15**
Nowy blok gazowo-parowy (NBGPb)	lata	25
Nowa turbina gazowa w cyklu prostym (NTGb)	lata	25

*) – jednostki istniejące podlegające modernizacji BAT będą chciały zamortyzować nakład modernizacyjny w okresie wygranego kontraktu mocowego, który na jednostki modernizowane wynosi 5 lat

***) – źródła odnawialne będą amortyzowane w okresie wygranego kontraktu aukcyjnego, który dla nowych instalacji wynosi 15 lat

Jednostkowe koszty paliw i uprawnienia do emisji dwutlenku węgla

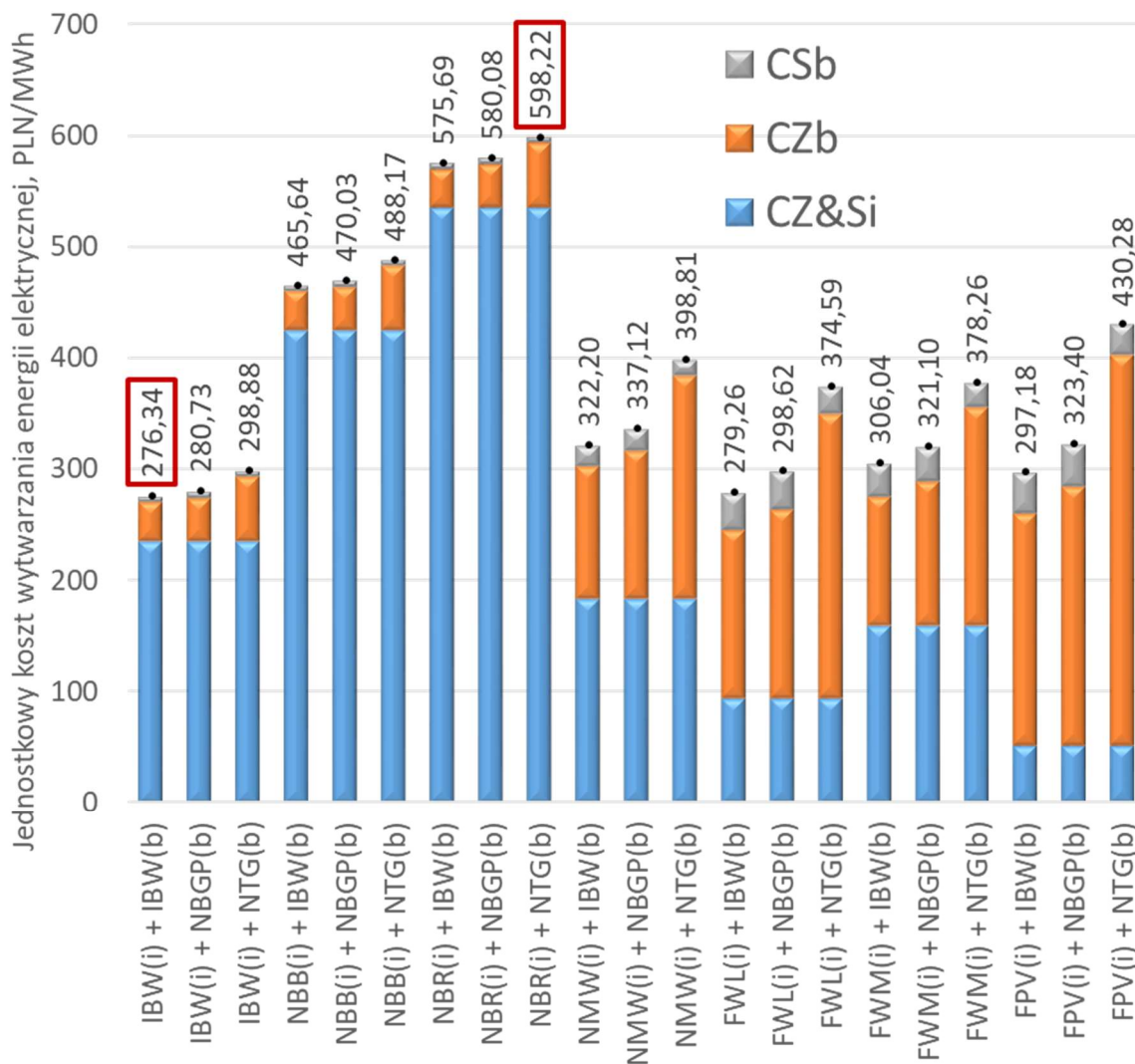
Parametr	Jednostka	Wartość
Jednostkowy koszt węgla kamiennego (z transportem)	PLN / GJ	13,0
Jednostkowy koszt gazu ziemnego (z dystrybucją)	PLN / GJ	35,0
Jednostkowy koszt biomasy (z transportem)*	PLN / GJ	26,0
Jednostkowy koszt kiszonki kukurydzy (z transportem)**	PLN / Mg	100,0
Jednostkowy koszt gnojowicy kurzej (z transportem)**	PLN / Mg	25,0
Jednostkowa cena uprawnienia do emisji CO ₂	Euro / Mg	25,0

*) – przyjmuje się biomasę w postaci zrębki drzewnej o średniej wartości opałowej 8,5 MJ/kg

***) – przyjęto, że biogazownia rolnicza jest zasilana kiszonką kukurydzy oraz kurzą gnojowicą w proporcjach (40/60)

WYNIKI CZĘŚCI PIERWSZEJ

Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej wyliczony w oparciu o przedstawione założenia oraz formułę 1.5 przedstawia się następująco.



Rysunek 4. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach

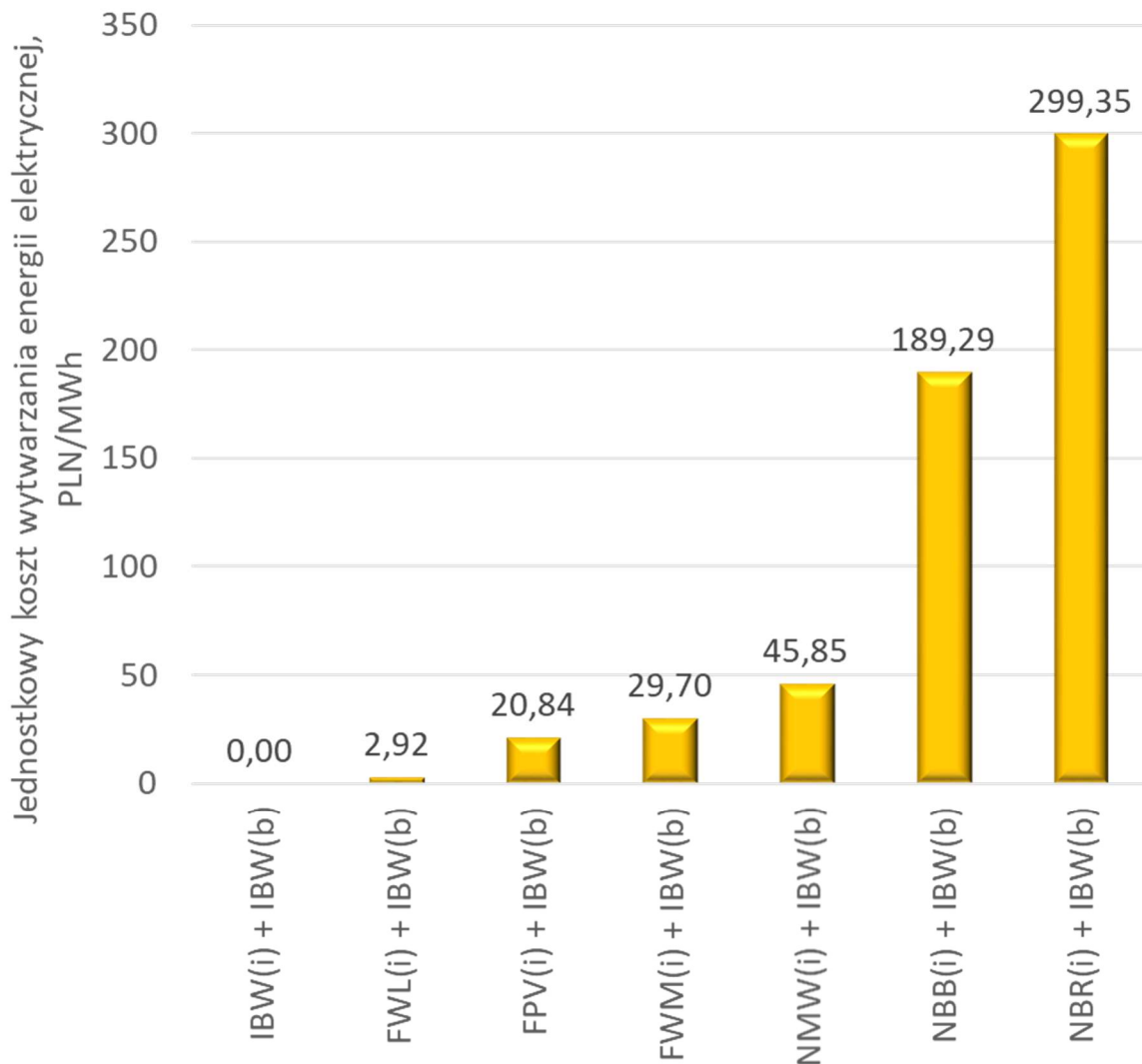
Najniższy jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej osiąga istniejący blok węglowy uzupełniany innym istniejącym blokiem węglowym. Najwyższy jednostkowy koszt osiąga nowa biogazownia rolnicza uzupełniana nową turbiną gazową w cyklu prostym.

W przypadku technologii o wysokim współczynniku dyspozycyjności / wykorzystania mocy, dominującym składnikiem jest koszt zmienny i stały jednostki podstawowej (i-tej). Sytuacja się odwraca, w przypadku niskiego współczynnika dyspozycyjności / wykorzystania mocy.

W przypadku porównania technologii zgodnie z opisaną metodologią nie przywiązuje się wagi do czasu i możliwości zagospodarowania dostępnej mocy w jednostkach rezerwowych na rzecz innych jednostek. To powoduje, że generalnie technologie gazowe wypadają gorzej od istniejącej technologii węglowej. W analizie globalnej (względem całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu roku) może być jednak inaczej, gdyż całkowita ilość godzin pracy jednostki rezerwowej może być różna co przy niskich wartościach może spowodować wyższość technologii gazowych (niższe koszty) nad węglowymi. Istotny jest również oczywiście bieżący poziom jednostkowej ceny uprawnień do emisji CO₂.

Jeżeli przyjmiemy, że jednostkowy koszt istniejącego bloku węglowego jest stanem odniesienia to generalnie wyniki porównania pokazują, że w każdym przypadku jednostkowy koszt wytwarzania

energii elektrycznej dla źródeł odnawialnych jest wyższy. Dla lepszego zobrazowania tej różnicy, przygotowano dodatkowy wykres, na którym jednostkowym kosztem bazowym, jest koszt związany z istniejącym blokiem węglowym, natomiast technologie OZE pokazano narastająco – wyniki obejmują jedynie technologie OZE, uzupełniane istniejącym blokiem węglowym (jest to typowa sytuacja w warunkach polskich).



Rysunek 5. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach OZE względem stanu odniesienia

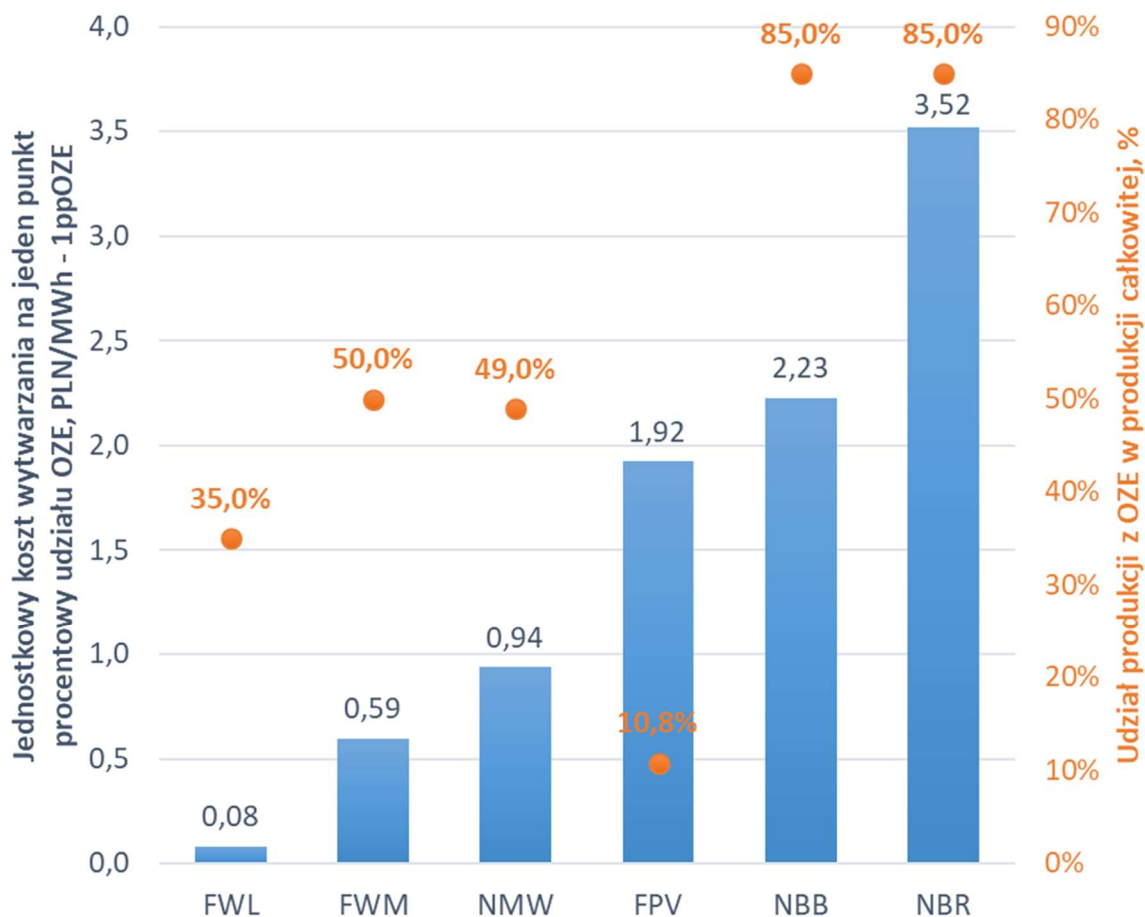
Najbardziej atrakcyjne są obecnie farmy wiatrowe lądowe, farmy wiatrowe morskie oraz instalacje fotowoltaiczne – w przypadku tych ostatnich z pewnością można spodziewać się największej poprawy wskaźników efektywności produkcji oraz kosztów realizacji. Do grupy najbardziej atrakcyjnych można zaliczyć również małe elektrownie wodne, gdyż tutaj niewiele brakuje do pierwszej trójki.

Powyższe liczby wskazują ile trzeba dorzucić do każdej MWh energii elektrycznej wyprodukowanej w pasku obejmującym pełny rok, jeśli zastąpimy stan odniesienia wybraną technologią OZE. Istotną kwestią jest tutaj jednak udział energii z OZE jaki osiągamy w każdym z pasków porównywanych technologii – nie jest on jednakowy.

Generalnie, formułowane cele związane z odnawialnymi źródłami energii dotyczą udziału ich produkcji w produkcji całkowitej. Inaczej mówiąc konieczne jest osiągnięcie najwyższych efektów po stronie

udziału produkcji z OZE przy możliwie najniższych kosztach – jest to typowa sytuacja, w której trzeba osiągnąć jakiś cel a środki są ograniczone.

W każdym przypadku zastosowana technologia odnawialna, osiągnęła inny udział produkcji OZE w produkcji całkowitej (rozumianej jako pełny pasek), a zatem jeśli odniesiemy powyższe wartości (rys. 5) do osiągniętego udziału OZE, wyniki będą wyglądały nieco inaczej – wyniki dalej względem stanu odniesienia.



Rysunek 6. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej na jeden punkt procentowy udziału OZE w produkcji całkowitej względem stanu odniesienia

Technologie o wysokich wskaźnikach wykorzystania mocy znacznie zyskały niemniej nie przewróciło to zupełnie zestawienia – zmiana w obrębie farm wiatrowych morskich (z miejsca trzeciego na drugie), małych elektrowni wodnych (z miejsca czwartego na trzecie) oraz instalacji fotowoltaicznych (z miejsca drugiego na czwarte). Z powyższego wynika, które z technologii dają najmniej kosztowny wkład do osiągnięcia określonego udziału OZE.

Stosunkowo wysoką wartość uzyskuje nowy blok na biomasę niemniej należy tu szczegółowo rozważyć czy ma to być jednostka wyłącznie nastawiona na produkcję energii elektrycznej (jak w niniejszej analizie), czy raczej jednostka kogeneracji, wytwarzająca również ciepło – cel OZE dla Polski jest jeden, ale składa się z wypadkowej trzech sektorów: elektroenergetyki, ciepłownictwa i chłodnictwa oraz transportu. W związku z powyższym budowa układu kogeneracji na biomasę może dać jeszcze wyższy efekt w zakresie osiągnięcia celów OZE – to samo dotyczy biogazowni rolniczych, choć tam możliwości zagospodarowania ciepła są trudniejsze. W przypadku biogazowni rolniczej nie brano jednak pod

uwagę ewentualnej sprzedaży pofermentu, który jest dobrym nawozem – element ten również mógłby nieco zmienić wyniki.

Zaproponowana formuła (1.5) w sposób prawidłowy umożliwia porównywanie jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej zupełnie różnych technologii. Wyniki porównania pokazują, że póki co realizacja odnawialnych źródeł energii przekłada się na wzrost kosztów. Nie jest to jednak kryterium, które powinno decydować o rozwoju odnawialnych źródeł energii. Wartość tego typu źródeł jest bowiem inna, chodzi o efekt zewnętrzny, czyli uniknięcie kosztów zewnętrznych związanych z ludzkim zdrowiem oraz środowiskiem naturalnym. Ten element powinien być wymieniany w pierwszej kolejności jako argument za realizacją źródeł odnawialnych. Oczywiście sprawą podstawową jest, czy względem stanu odniesienia (czyli istniejącej jednostki węglowej), efekt zewnętrzny rzeczywiście jest dodatni, to znaczy po realizacji technologii odnawialnych, koszty zewnętrzne będą niższe. W ramach niniejszej analizy wykonano odpowiednie przeliczenia z tym związane.

Skupiono się na kosztach zewnętrznych wynikających z:

- Emisji substancji zanieczyszczających powietrze – odpowiednie wyliczenia przeprowadzono w oparciu o raport NEEDS (z ang. „*New Energy Externalities Developments For Sustainability*”) opracowany we współpracy z Komisją Europejską.
- Emisji gazów cieplarnianych – odpowiedni wskaźnik przyjęto zgodnie z opracowaniem Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EIB Carbon Footprint Methodology 2014) – wskaźnik wynosi 25 Euro / Mg eqCO₂ – przynajmniej, że odnośnie tego wskaźnika mam największą wątpliwość, przy czym nie podważam całkowicie jego słuszności. Chodzi mi bardziej o to jaka powinna być to wartość żeby rzeczywiście odzwierciedlić poziom kosztów. Póki co jednak z powodu braku innych sensownych źródeł, taka właśnie wartość została przyjęta w ramach niniejszej analizy.

Metodyka oraz źródła danych jak wyżej są zgodne z Krajowym planem działania na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 opracowanym przez Ministerstwo Energii (2018). Zgodnie z Krajowym planem działania wpływ emisji gazów cieplarnianych na zdrowie ludzi i stan ekosystemów dotyczy zjawisk w dziedzinie zmian klimatu takich jak:

- fale upałów i ich konsekwencje zdrowotne (np. choroby serca) i środowiskowe (susze),
- bezpośrednie i pośrednie skutki ekstremalnych zdarzeń pogodowych (huragany, powodzie),
- podwyższone ryzyko zachorowań na raka w związku ze zwiększeniem ekspozycji na promieniowanie UV,
- zwiększona koncentracja pyłków alergicznych w powietrzu związana ze zmianą długości okresu wegetacyjnego.

Na podstawie raportu NEEDS w zakresie zanieczyszczeń powietrza wyszczególniono koszty zewnętrzne powiązane z wytwarzaniem energii elektrycznej – wzięto pod uwagę emisję pyłów, tlenków azotu oraz dwutlenku siarki. Ponadto, zgodnie z raportem, koszty zewnętrzne podzielono na następujące kategorie: ludzkie zdrowie, utrata bioróżnorodności, plony pól uprawnych, inne zniszczenia (np. elewacje budynków).

Parametr	Jednostka	Wartość*			
		Zdrowie	Bioróż.	Plony	Inne
Emisja pyłu (< 2,5 μm)	€ / Mg	33 415	-	-	-
Emisja pyłu (2,5 – 10,0 μm)	€ / Mg	1 805	-	-	-
Emisja tlenków azotu	€ / Mg	7 782	1 281	446	96
Emisja dwutlenku siarki	€ / Mg	8 633	250	-53	352

*) – jednostkowe koszty w raporcie podano w €₂₀₀₀ – na potrzeby opracowania wyznaczono obecną wartość (indeksowano wskaźnikiem inflacji strefy EURO)

Jednostkowe emisje poszczególnych związków dla analizowanych technologii / jednostek wytwórczych wyznaczono w oparciu o jednostkowy, referencyjny strumień spalin suchych oraz najnowsze standardy emisyjne (BAT / MCP). Ponadto, przyjęto, że 5% emitowanego pyłu to pył <2,5 µm.

Parametr	Strumień spalin*	Standardy emisyjne, mg/Nm ³		
		Pył	NOx	SO ₂
Węgiel kamienny	362 Nm ³ /GJ	12	150	130
Gaz ziemny	854 Nm ³ /GJ	-	50	-
Biomasa	469 Nm ³ /GJ	20	300	200
Biogaz	868 Nm ³ /GJ	-	190	60

*) – jednostkowy strumień spalin suchych w przeliczeniu na referencyjną zawartość tlenu w spalinach – odpowiednio do paliw 6% / 15% / 6% / 15% – wartości opałowe dla paliw odpowiednio 21,5 / 35 / 9,5 / 21

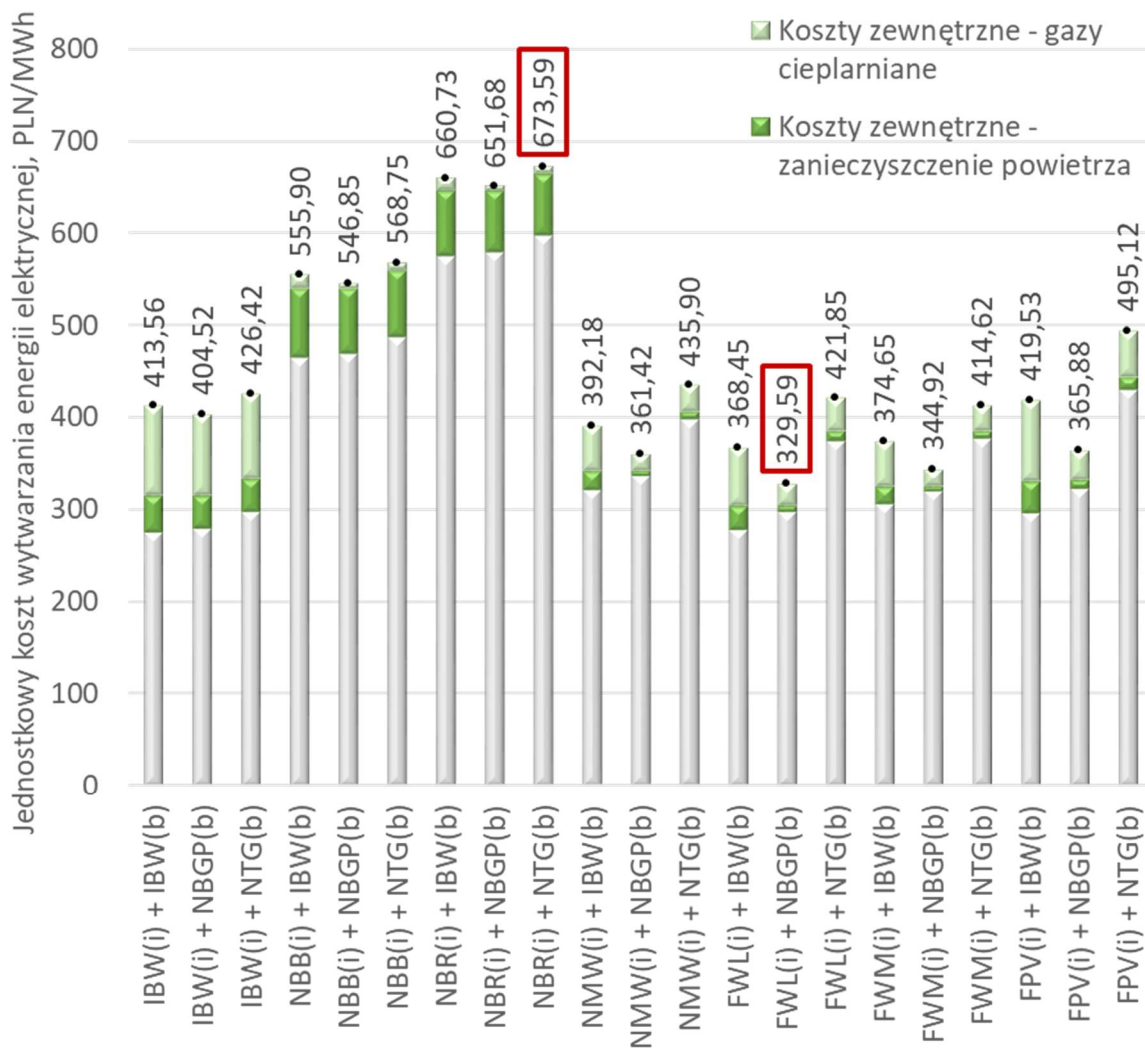
Jednostkowe koszty zewnętrzne związane z zanieczyszczeniem powietrza a także emisją gazów cieplarnianych dla wybranych technologii przedstawiono w tabeli.

Parametr	Jednostka	Zanieczyszczenie powietrza	Gazy cieplarniane
Istniejący blok węglowy (IBW)	PLN / MWh	39,45	97,77
Nowy blok na biomasę (NBB)	PLN / MWh	81,97	0,0*
Nowa biogazownia rolnicza (NBR)	PLN / MWh	75,83	0,0*
Nowa mała elektrownia wodna (NMW)	PLN / MWh	0,0	0,0
Farma wiatrowa lądowa (FWL)	PLN / MWh	0,0	0,0
Farma wiatrowa morska (FWM)	PLN / MWh	0,0	0,0
Farma fotowoltaiczna wolnostojąca (FPV)	PLN / MWh	0,0	0,0
Nowy blok gazowo-parowy (NBGPb)	PLN / MWh	10,95	36,70
Nowa turbina gazowa w cyklu prostym (NTGb)	PLN / MWh	16,71	56,01

*) – przyjęto, że emisja CO₂ z bloku na biomasę oraz biogazowni rolniczej jest neutralna dla jego koncentracji w atmosferze

Ogólne spojrzenie na powyższe wartości wskazuje jak mocno wyśrubowane są standardy emisyjne dla konwencjonalnych technologii wytwarzania energii elektrycznej – jednostkowe koszty zewnętrzne związane z zanieczyszczeniem powietrza, wynikające ze spalania węgla są istotnie niższe od kosztów ze spalania biomasy czy biogazu rolniczego.

Po uwzględnieniu wytypowanych kosztów zewnętrznych, jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej prezentuje się jak niżej – dla porządku przedstawiono rysunek analogiczny do rysunku 4. – na szaro oznaczono pole kosztów wewnętrznych, tych na bazie formuły 1.5.

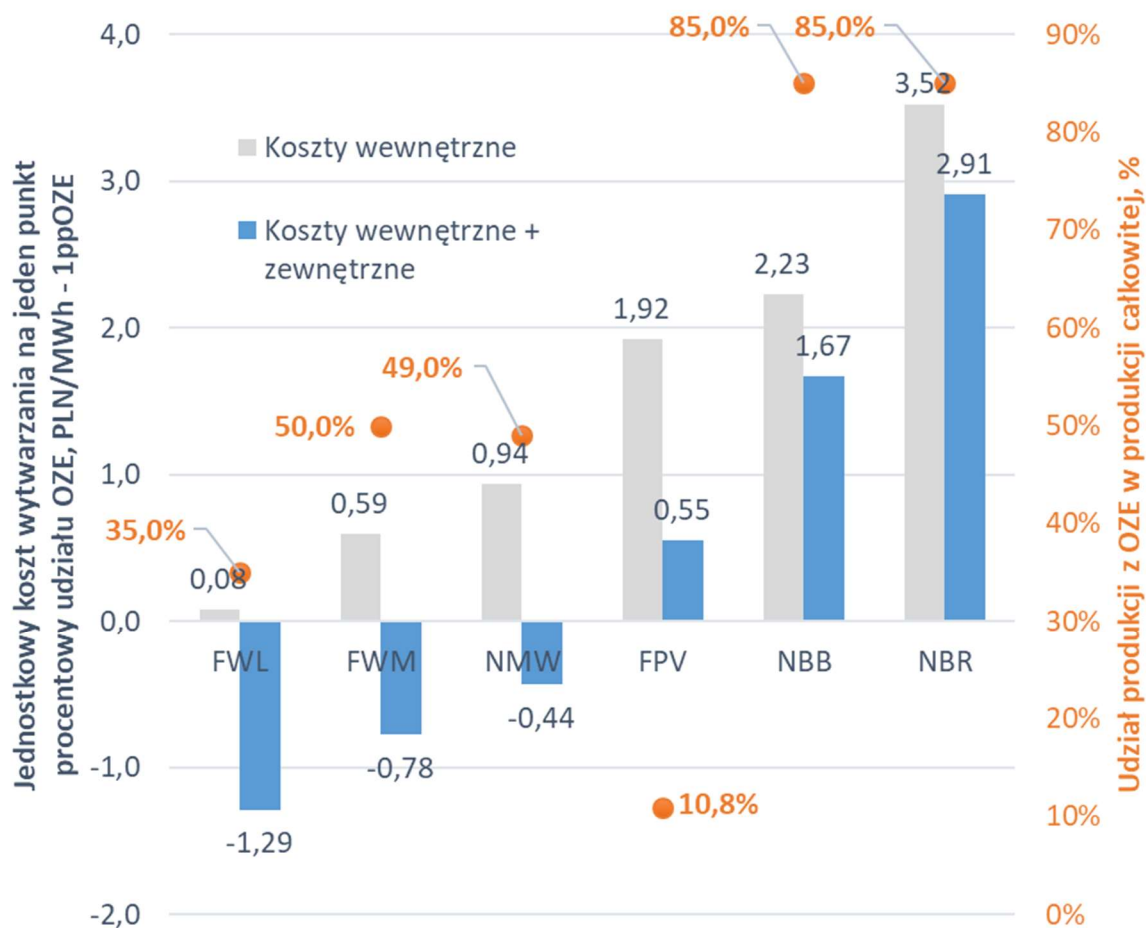


Rysunek 7. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach z uwzględnieniem kosztów zewnętrznych

Po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych najniższy jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej osiąga nowa farma wiatrowa lądowa uzupełniana nowym blokiem gazowo-parowym. Wyliczenia wskazują zatem, że zaniechanie rozwoju źródeł odnawialnych w Polsce nie ma uzasadnienia a ich kluczową wartością jest uniknięcie kosztów powiązanych z zanieczyszczaniem powietrza oraz emisją gazów cieplarnianych.

Najwyższy jednostkowy koszt osiąga nowa biogazownia rolnicza uzupełniana nową turbiną gazową w cyklu prostym (tu bez zmian względem wyliczeń przed uwzględnieniem kosztów zewnętrznych).

Koszty zewnętrzne uwzględniono również w obliczeniach zmiany jednostkowego kosztu wytwarzania niezbędnego do osiągnięcia jednego punktu procentowego udziału OZE w produkcji całkowitej – wartość bazowa, tak jak wcześniej, to koszty (wewnętrzne oraz zewnętrzne) dla istniejącego bloku węglowego z rezerwą w postaci innego istniejącego bloku węglowego.



Rysunek 8. Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej na jeden punkt procentowy udziału OZE w produkcji całkowitej po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych względem stanu odniesienia

Farmy wiatrowe lądowe i morskie, a także małe elektrownie wodne powodują mniejsze całkowite koszty (wewnętrzne i zewnętrzne) w relacji do przyjętego stanu odniesienia. Inaczej mówiąc na każdym uzyskanym punkcie procentowym udziału produkcji tych technologii w produkcji całkowitej, osiągnęte są korzyści zewnętrzne wynikające z obniżonych emisji zanieczyszczeń oraz emisji gazów cieplarnianych.

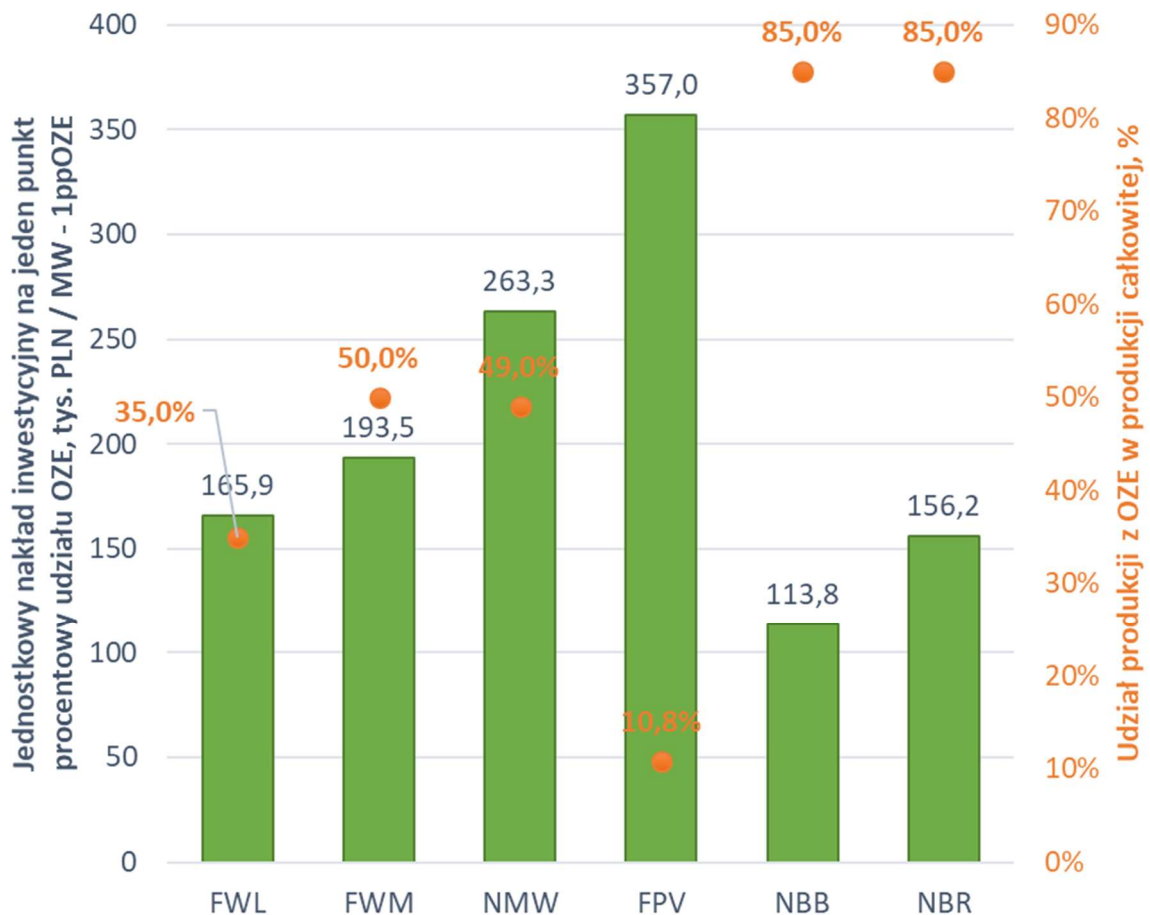
Należy jednak zauważyć, że dużo zależy od jednostki rezerwowej – ma to szczególne znaczenie dla instalacji fotowoltaicznych, w przypadku których udział kosztów związany z jednostką rezerwową jest największy (najniższy wskaźnik GCF). W przypadku gdy jednostką rezerwową dla instalacji fotowoltaicznej byłby nowy blok gazowo parowy, jednostkowy koszt wytwarzania na jeden punkt procentowy udziału OZE, byłaby najlepszy (-4,4 PLN/MWh-1ppOZE).

W przypadku bloków na biomasę oraz biogazowni rolniczych koszty zmniejszyły się niemniej nie dają pozytywnego rezultatu w postaci kosztów ujemnych – warto tu jednak sprawdzić, jak wyglądałaby sytuacja w przypadku zastosowania układu kogeneracji i produkcji również ciepła z odnawialnego źródła energii.

Na powyższe wyliczenia powinna zostać nałożona jeszcze kwestia efektu netto w gospodarce ze względu na rozwój określonej działalności – efekt netto powinien uwzględniać wzrost wartości po stronie działalności powiązanych z daną technologią OZE oraz spadek wartości gospodarki w obrębie innych działalności np. w górnictwie. Wydaje się jednak, że uwzględnienie efektu netto w powyższych wyliczeniach względem paliw importowanych (gazu ziemnego i węgla kamiennego) z pewnością

jeszcze poprawi wyniki. Poza kwestiami środowiskowymi, aspekt eliminowania importu paliw powinien być drugim kluczowym argumentem dla realizacji odnawialnych źródeł energii.

Poza jednostkowym kosztem wytwarzania energii elektrycznej, dla pełnego obrazu porównania technologii odnawialnych zestawiono również wyłącznie nakłady inwestycyjne. Przedstawione jednostkowe koszty, co prawda ujmują nakłady inwestycyjne, ale jedynie w postaci bieżącej, rocznej wartości co mimo wszystko nie jest dokładnie tym samym.



Rysunek 9. Jednostkowy nakład inwestycyjny na jeden punkt procentowy udziału OZE w produkcji całkowitej

Porównanie nakładów inwestycyjnych wypada trochę inaczej w sensie kolejności. Zyskują znacznie technologie o wysokim współczynniku wykorzystania mocy, czyli blok na biomasę oraz biogazownia.

Podsumowanie części pierwszej

W ramach części pierwszej przedstawiono różne formuły stosowane do porównywania jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w różnych technologiach. Zaproponowano nową formułę, która umożliwi porównanie technologii o różnych wskaźnikach dyspozycyjności / wykorzystania mocy nominalnej. Na bazie formuły oraz w oparciu o przyjęte założenia, porównano jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej wybranych technologii OZE w odniesieniu do technologii konwencjonalnej w postaci istniejącego bloku węglowego (stan odniesienia). Wyznaczono również wskaźniki dodatkowe w przeliczeniu na jeden punkt procentowy udziału produkcji z OZE w produkcji całkowitej. Na koniec w obliczeniach uwzględniono koszty zewnętrzne w celu sprawdzenia zasadności dla realizacji technologii odnawialnych.

Przedstawione obliczenia pokazują, że:

- realizacja odnawialnych źródeł energii póki co powoduje wzrost jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej – dla wyjaśnienia, hurtowa cena energii elektrycznej może spaść, gdyż tam fundamentem jest jednostkowy koszt zmienny, natomiast rachunek dla odbiorcy wzrośnie (inną kwestią jest jak będzie alokowany),
- istnieje dodatni efekt zewnętrzny realizacji odnawialnych źródeł energii co wskazuje, że powinny być one częścią długofalowych planów energetycznych – oczywiście odrębną kwestią jest zdolność do osiągnięcia określonego udziału produkcji z OZE (ten temat będzie przedmiotem drugiej części opracowania).

Rozwój technologii odnawialnych w zakresie wskaźników wykorzystania mocy nominalnej oraz kosztów realizacji wyraźnie wskazuje, że w przyszłości dodatni efekt (niższe koszty zewnętrzne) będzie jeszcze większy. Wówczas nie będzie miało znaczenia jaka jest bieżąca cena uprawnień do emisji CO₂ – uzyskane wyniki porównania zależą od tej ceny. Co więcej, wyliczenia zgodnie z przedstawioną metodologią, wskazują, że przy zerowym koszcie uprawnień do emisji CO₂, farma wiatrowa lądowa na przyjętych założeniach daje dodatni efekt, w sensie niższe koszty zewnętrzne względem istniejącego bloku węglowego. W związku z powyższym system ETS oraz uprawnień do emisji dwutlenku węgla powinny być rozpatrywane jedynie jako mechanizm umożliwiający uniknięcie kosztów zewnętrznych poprzez realizację odnawialnych źródeł energii – w końcu w myśl systemu ETS, znaczna część funduszy z zakupu uprawnień do emisji jest dostępna dla krajów członkowskich na realizację celów niskoemisyjnej gospodarki.

W moim odczuciu należy również pochylić się nad kosztami zewnętrznymi związanymi ze zjawiskiem smogu oraz niskiej emisji. Te elementy są obecnie chyba najbardziej uciążliwe dla społeczeństwa i jeśli koszty zewnętrzne są duże (wydaje się, że tak właśnie jest), to tutaj powinny być skierowane największe środki w pierwszej kolejności, gdyż jak wspomniano przy ograniczonych środkach trzeba się skupić na sprawach dających największy efekt.

Trzeba mieć w świadomości również to, że niezależnie od spojrzenia typowo kosztowego z perspektywy „centralnego planisty”, rzeczywistość kreuje własne warunki a w nich to hurtowa cena energii elektrycznej jest bodźcem do inwestycji w źródła wytwarzania. W takim przypadku to wyłącznie wskaźnik LCOE (formuła 1.3) danej technologii będzie decydował, czy znajdą się inwestorzy chcący realizować projekty w konkretnych technologiach. Jeśli spojrzymy na wartości LCOE poszczególnych technologii OZE (na bazie przyjętych wcześniej założeń) to wyraźnie widać, że technologie takie jak farmy wiatrowe (zarówno lądowe jak i morskie) są bliskie osiągnięcia „grid parity”, to znaczy mogą być realizowane na zasadach czysto biznesowych bez dodatkowych mechanizmów wsparcia.

W drugiej części opracowania przedstawione zostaną kwestie OZE ale w ujęciu globalnym, to znaczy wskazane zostaną pewne ograniczenia techniczne, które oczywiście przekładają się również na określone koszty. Obliczenia jednostkowego kosztu wytwarzania, wykorzystywanego głównie na potrzeby porównania różnych technologii, to jednak odrobinę coś innego niż „wypełnianie” pełnego, rocznego profilu zapotrzebowania na energię elektryczną. Podobnie jak osiągnięcie określonego udziału produkcji energii z OZE w pasku to coś innego niż osiągnięcie określonego udziału w całym systemie.