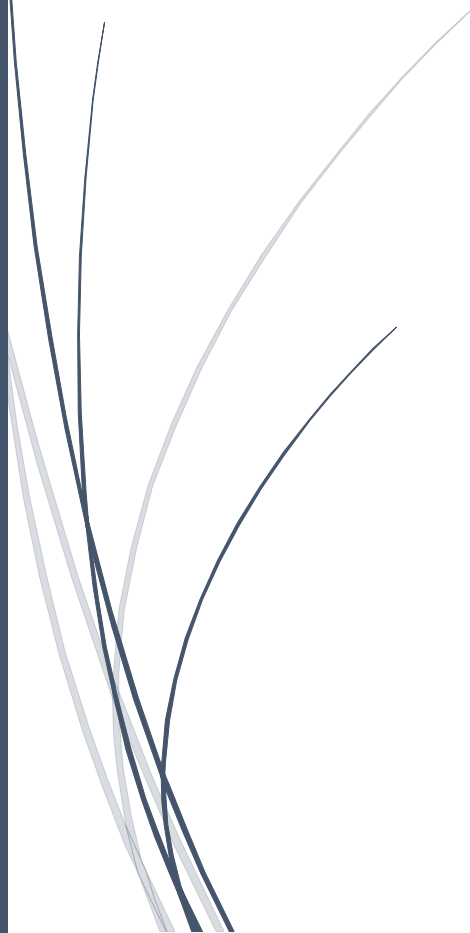


listopad 2018

Analiza techniczna możliwości redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów

Wskaźnikowa analiza energetyczna,
środowiskowa i ekonomiczna trzech
ścieżek redukcji emisji dwutlenku
węgla z elektrowni Bełchatów



DR INŻ. PAWEŁ GŁADYSZ

Streszczenie

Przeprowadzona analiza techniczna możliwości redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów w oparciu o wskaźnikową analizę energetyczną, środowiskową i ekonomiczną trzech ścieżek technologicznych pozwala na określenie kosztów i korzyści płynących z ich implementacji. Analizie poddane zostały trzy ścieżki: (1) **hybrydyzacja bloków konwencjonalnych**, czyli modernizacja istniejących bloków spalających węgiel brunatny w kierunku jednostek wielopaliwowych (węglowo-gazowo-biomasowych); (2) zastąpienie bloków energetycznych spalających węgiel brunatny poprzez **budowę nowych bloków gazowo-parowych** zasilanych gazem ziemnym; (3) modernizacja istniejących lub budowa nowych bloków konwencjonalnych spalających węgiel brunatny z **uwzględnieniem technologii wychwytu i składowania CO₂**.

Przeprowadzona analiza pozwoliła na uszeregowanie technologii według kosztów oraz według potencjalnych korzyści dla klimatu (redukcja emisji CO₂). Wyniki energetyczne, środowiskowe i ekonomiczne z bloku referencyjnego, zdefiniowanego na potrzeby tej analizy, zostały przełożone na dziesięć bloków elektrowni Bełchatów (nr 3 do 12), co pozwoliło na oszacowanie potencjalnych efektów dla modernizacji (lub zastąpienia) całej elektrowni. W przypadku wariantów hybrydyzacji nakłady inwestycyjne wynosiły **7 – 9 mld PLN**, a roczna redukcja emisji CO₂ przy tym samym poziomie produkcji energii elektrycznej wyniosła **10 – 13 mln ton CO₂**. Dla budowy nowych bloków gazowo-parowych nakłady wyniosłyby ok. **18 mld PLN**, a redukcja ok. **19 mln ton CO₂** na rok. Dla zastosowania technologii wychwytu i składowania CO₂ wyniki analizy wskazały na nakłady inwestycyjne na poziomie **52 – 83,5 mld PLN** przy towarzyszącej redukcji **23,4 – 24 mld ton CO₂** rocznie.

Z punktu widzenia technicznego najkorzystniejszym rozwiązaniem jest hybrydyzacja bloków energetycznych poprzez modernizację do tzw. **duo-bloków** z dedykowanym kotłem biomasowym. Technologia ta jest na odpowiednim poziomie rozwoju (dostępna komercyjnie) i charakteryzuje się stosunkowo niskimi nakładami inwestycyjnymi i kosztami operacyjnymi oraz pozwala na redukcję emisji jednostkowej dwutlenku węgla w stosunku do bloków 370 MW elektrowni Bełchatów o ok. 40%. Konkurencyjnym rozwiązaniem dla duo-bloków jest budowa nowych bloków gazowo-parowych. Zdecydowanie najmniej korzystnym rozwiązaniem jest wdrożenie technologii wychwytu i składowania CO₂, natomiast możliwe poziomy redukcji emisji dwutlenku węgla są tutaj największe.

Bardziej szczegółowym analizom poddać należy każdy z rozważanych wariantów, jak również ich potencjalne kombinacje (np. **duo-blok z wychwytem CO₂**) oraz rozwiązania alternatywne poza elektrownią Bełchatów, jak rozwój morskich farm wiatrowych czy energetyki jądrowej w Polsce.

Spis treści

1. Analiza stanu istniejącego elektrowni Bełchatów oraz krajowego otoczenia gospodarczego i energetycznego	5
1.1. Elektrownia Bełchatów – stan aktualny	5
1.2. Charakterystyka bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów	6
1.3. Gospodarka paliwami w Krajowym Systemie Energetycznym.....	8
Zasoby węgla brunatnego w KWBełchatowie	8
Rynek gazu ziemnego w Polsce	9
Rynek biomasy w Polsce	11
1.4. Możliwości sekwestracji (i/lub utylizacji) CO ₂ w Polsce	14
2. Opis ścieżek redukcji emisji CO ₂ z elektrowni Bełchatów.....	17
2.1. Hybrydyzacja bloków konwencjonalnych	18
Technologie użytkowania biomasy w ramach dużych bloków węglowych.....	18
Technologie użytkowania gazu ziemnego w ramach dużych bloków węglowych	22
2.2. Energetyczne bloki gazowo-parowe.....	26
Turbina Gazowa	28
Kocioł odzyskowy.....	29
Układ parowy.....	30
2.3. Technologie wychwytu CO ₂	30
Zasada działania instalacji aminowej usuwania CO ₂ ze spalin.....	32
Technologia CCS na świecie i w Polsce	34
3. Analiza implementacji wybranych ścieżek redukcji CO ₂ w elektrowni Bełchatów.....	36
3.1. Implementacja wariantów ścieżki hybrydyzacji bloków energetycznych dla bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów.....	37
Wariant węglowo-biomasowy z zastosowaniem kotła parowego na biomasę (wariant WBp) ...	37
Wariant węglowo-biomasowy z zastosowaniem turbiny gazowej oraz wymienników spalinowych dla zastąpienia regeneracji (WGw).....	38
Wariant węglowo-biomasowo-gazowy z zastosowaniem kotła parowego biomasowego, turbiny gazowej oraz wymienników gazowych zastępujących regenerację (wariant WBG)	39
Wyniki analizy energetycznej analizowanych wariantów ścieżki hybrydyzacji bloku referencyjnego.....	40
Dane do analizy ekonomicznych dla analizowanych wariantów ścieżki technologicznej związanej z hybrydyzacją bloków energetycznych.....	41
3.2. Implementacja ścieżki budowy nowego układu elektrowni gazowo-parowej	42

Dane do analizy ekonomicznej dla ścieżki technologicznej związanej z budową nowego bloku gazowo-parowego	43
Modernizacja bloku referencyjnego do wychwytu i sprężania CO ₂	45
Budowa nowego bloku energetycznego zintegrowanego z instalacją wychwytu i sprężania CO ₂	45
Wyniki analizy energetycznej analizowanych wariantów ścieżki wychwytu CO ₂	46
Dane do analiz ekonomicznych dla analizowanych wariantów ścieżki technologicznej związanej z wychwytem i składowaniem CO ₂	48
4. Podsumowanie.	54

Spis rysunków

Rysunek 1. Schemat bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów	7
Rysunek 2. Struktura importu gazu ziemnego w Polsce w 2016 i 2017 roku.....	10
Rysunek 3. Prognoza krajowego zużycie gazu ziemnego OGP Gaz-System S.A.	11
Rysunek 4. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-biomasowego z kotłem parowym na biomasę	21
Rysunek 5. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-biomasowego z kotłem wodnym na biomasę zastępującym regenerację wysoko- oraz niskoprężną	21
Rysunek 6. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-gazowego w układzie równoległym.....	23
Rysunek 7. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-gazowego w układzie szeregowym, z podgrzewem wody zasilającej i skroplin	23
Rysunek 8. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-gazowego ze zrzutem spalin do kotła węglowego (hot windbox)	24
Rysunek 9. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-gazowego integrującego koncepcję układu równoległego oraz koncepcję układu szeregowego	25
Rysunek 10. Mapa elektrowni gazowych w Polsce.	27
Rysunek 11. Uproszczony schemat układu gazowo-parowego: (a) schemat turbiny gazowej; (b) schemat układu parowego; (c) schemat układu gazowo-parowego	28
Rysunek 12. Uproszczony schemat turbiny gazowej.	29
Rysunek 13. Uproszczony schemat jednociśnieniowego kotła odzyskowego	29
Rysunek 14. Podział technologii CCS.....	31
Rysunek 15. Uproszczony schemat instalacji separacji CO ₂ ze spalin metodą aminową	32
Rysunek 16. Schemat bloku klasy 370 MW po nadbudowie kotłem parowym na biomasę.....	38
Rysunek 17. Schemat bloku klasy 370 MW po nadbudowie turbina gazową oraz wymiennikami spalinowymi zastępującymi regenerację (wariant WGw)	39
Rysunek 18. Schemat bloku klasy 370 MW po nadbudowie kotłem parowym biomasowym oraz zespołem turbiny gazowej z wymiennikami spalinowymi zastępującymi regenerację wysoko- oraz niskoprężną (wariant WBG) ..	40

Rysunek 19. Bilans mocy elektrycznej netto i energii chemicznej paliwa z podziałem na źródło pochodzenia dla analizowanych wariantów oraz bloku referencyjnego (REF)	41
Rysunek 20. Spadek sprawności netto na skutek zastosowania technologii wychwytu i sprężania CO ₂	47
Rysunek 21. Wpływ jednostkowego wskaźnika zapotrzebowania na energię dla regeneracji amin w funkcji sprawności energetycznych netto	47
Rysunek 22. Podsumowanie wyników dla modernizacji (lub zastąpienia) bloków elektrowni Bełchatów	58

Spis tabel

Tabela 1. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 roku	10
Tabela 2. Skrócony opis analizowanych wariantów	36
Tabela 3. Zestawienie wyników analizy energetycznej i ekologicznej dla HYB	41
Tabela 4. Roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne w ścieżce HYB	42
Tabela 5. Nakłady inwestycyjne i pozapaliwowe koszty operacyjne dla HYB	42
Tabela 6. Parametry techniczne referencyjnego bloku gazowo-parowego 9F.03	43
Tabela 7. Zastawie kosztów CAPEX budowy bloku gazowo-parowego z literatury wraz z przeliczenie na CAPEX dla bloku gazowo-parowego o mocy 409 MWe.	44
Tabela 8. Roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne w ścieżce CC.....	44
Tabela 9. Podstawowe dane do instalacji wychwytu i sprężania CO ₂	45
Tabela 10. Zestawienie wyników analizy energetycznej i ekologicznej dla CCS.....	46
Tabela 11. Roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne w ścieżce CCS.....	48
Tabela 12. CAPEX i OPEX _{pp} dla analizowanych wariantów w ścieżce CCS – dane literaturowe	49
Tabela 13. Podstawowe dane do analizy ekonomicznej	51
Tabela 14. Zestawienie wyników analizy ekonomicznej	52
Tabela 15. Analiza SWOT dla ścieżki hybrydyzacji bloków węglowych	54
Tabela 16. Analiza SWOT dla ścieżki budowy bloku gazowo-parowego	55
Tabela 17. Analiza SWOT dla ścieżki CCS	56
Tabela 18. Zestawienie wyników dla modernizacji 10 bloków elektrowni Bełchatów	57

1. Analiza stanu istniejącego elektrowni Bełchatów oraz krajowego otoczenia gospodarczego i energetycznego

W ramach niniejszego rozdziału poddano analizie stan istniejący elektrowni Bełchatów w oparciu o ogólnodostępne dane technologiczne, energetyczne i środowiskowe. Na podstawie przeanalizowanych danych wytypowano parametry bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów, który stanowi podstawę do dalszych analiz implementacji proponowanych w ramach opracowania ścieżek redukcji emisji CO₂ (Rozdział 3). Dodatkowo przedstawiono skrótowo charakterystykę składowych otoczenia gospodarczego, energetycznego i środowiskowego mających wpływ na możliwość implementacji danej ścieżki technologicznej, jak również efekty ekonomiczne takiego wdrożenia.

Działania prawne Unii Europejskiej, koncentrujące się na stworzeniu mocnych fundamentów dla zbudowania konkurencyjnej gospodarki niskoemisyjnej, przyczyniają się do wzrostu cen energii elektrycznej, przede wszystkim w państwach, gdzie produkcja oparta jest na wykorzystaniu paliw kopalnych. Główną przyczyną takich przewartościowań jest obserwowany w bieżącym roku znaczący wzrost ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych – w tym okresie cena, z wartości utrzymującej się przez dwa poprzednie lata w granicach 4 - 7 €/tonę CO₂, poszybowała do rekordowej wartości odnotowanej we wrześniu b.r., tj. około 25 €/tonę CO₂. Innym czynnikiem stymulującym wzrost cen energii są wzrastające ceny węgla kamiennego. Polski system elektroenergetyczny z uwagi na swoją strukturę wytwórczą, gdzie dominują niskosprawne jednostki wytwórcze (średnia sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej w krajowej energetyce wynosi obecnie około 35%) opalane węglem kamiennym oraz brunatnym jest wyjątkowo wrażliwy na zmiany zarówno cen uprawnień, jak i cen paliw energetycznych. Nawet dla najnowocześniejszych, eksploatowanych obecnie w Polsce bloków na węgiel kamienny emisja CO₂ przypadająca na jednostkową produkcję netto energii elektrycznej przekracza poziom 800 kg CO₂/MWh. Planowane w najbliższym okresie do uruchomienia bloki na węgiel kamienny w Jaworznie oraz Opolu, których sprawność netto ma sięgnąć progu 46% charakteryzowały będą się emisjami w zakresie 700 - 750 kg CO₂/MWh. Nadmienić należy, iż wszystkie bloki oczekujące na finalizację inwestycji zasilane mają być węglem kamiennym, którego energetyczne wykorzystywanie związane jest z mniejszą jednostkową emisją CO₂, niż ma to miejsce w przypadku bloków na węgiel brunatny. Wobec powyższego poważnym wyzwaniem w kolejnych latach będzie przede wszystkim przystosowanie do norm emisyjnych dużych systemów krajowych bazujących na wykorzystaniu węgla brunatnego. Brak przystosowania skutkował będzie poważnymi konsekwencjami natury ekonomicznej, a w tym prawdopodobną eliminacją z uczestnictwa w rynku mocy.

1.1. Elektrownia Bełchatów – stan aktualny

Elektrownia Bełchatów jest największym źródłem wytwórczym energii elektrycznej, pracującym na rzecz krajowego systemu elektroenergetycznego. Łącznie zainstalowana moc elektryczna skupiona jest w 13 blokach kondensacyjnych i wynosi 5298 MW (osiągalna 5460 MW). Moc

netto uzyskiwana w elektrowni wynosi 4985,8 MW. Najstarsza jednostka uruchomiona została w roku 1982 i wyposażona jest w turbinę o mocy znamionowej 370 MW. Kolejne bloki, również wyposażone w turbiny o mocy 370 MW, uruchamiane były w latach 1983-1988. W latach 2007-2016 we wszystkich blokach z turbinami 370 MW, z wyjątkiem bloku nr 1 oraz bloku nr 2, przeprowadzono zabiegi modernizacyjne. Programowi ograniczonej modernizacji, w latach 2016-2017 poddano również blok nr 2. Zaplanowano dalszą część modernizacji bloku nr 2, ukierunkowaną na umożliwienie wydłużenia czasu eksploatacji jednostki oraz dostosowanie do wymogów regulacji BAT. W źródłach internetowych jako rok wycofania jednostki z eksploatacji wskazywany jest rok 2034. Pomimo zapowiadanego w zeszłym roku odstawienia z eksploatacji bloku nr 1 zdecydowano o przedłużeniu okresu funkcjonowania jednostki na rok 2018. Z uwagi jednak na wymagania środowiskowe ograniczono dla tego roku czas pracy bloku do 1500 h. Wycofanie z eksploatacji bloku nr 1 zaplanowano do czerwca 2019 roku. Najnowocześniejszą jednostką wytwórczą pracującą w Elektrowni Bełchatów jest blok na parametry nadkrytyczne o mocy znamionowej 858 MW, który został oddany do eksploatacji w roku 2011. Wszystkie bloki pracują w oparciu o kotły opromieniowane z paleniskami pyłowymi. Każda z instalacji kotłowych współpracuje z dedykowaną instalacją elektrofiltrów. W ramach elektrowni, dla potrzeb wszystkich bloków, pracuje 12 mokrych instalacji odsiarczania, przy czym w przypadku bloku nr 1 oraz nr 2 mamy do czynienia ze wspólną instalacją. W elektrowni redukcja tlenków azotu ma miejsce poprzez zastosowanie technik spalania niskoemisyjnego. Zgodnie z informacjami medialnymi proces inwestycji w instalacje redukcji katalitycznej rozpocznie się po zakończeniu podobnych inwestycji prowadzonych obecnie w Elektrowni Dolna Odra. Znamionowe emisje CO₂, wywiązane w procesie spalania węgla w ramach bloków, zawierają się w zakresie od 1052 do 1125 kgCO₂/MWh. Emisja jednostkowa w przypadku bloku na parametry nadkrytyczne wynosi 995 kgCO₂/MWh¹ netto, czyli ok. 890 kg CO₂/MWh brutto.

1.2. Charakterystyka bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów

Celem potencjalnych inwestycji, stanowiących przedmioty analiz, jest uzyskanie spadku emisji dwutlenku węgla w ramach grupy jednostek wytwórczych klasy 370 MW pracujących w Elektrowni Bełchatów. Dla wykazania efektów potencjalnych inwestycji analizami objęto jeden blok, tzw. blok referencyjny, który w zakresie osiąganych wskaźników termodynamicznych oraz emisyjnych jest reprezentatywny dla grupy bloków klasy 370 MW, od nr 3 do nr 12. Efekty rozszerzenia potencjalnej inwestycji na inne jednostki wytwórcze można oceniać na drodze mnożenia efektów uzyskanych dla pojedynczego bloku. Odrębnym zagadnieniem pozostaje w tym przypadku ocena możliwości sprostania zagadnieniom związanym z logistyką dostaw paliw alternatywnych w stosunku do węgla brunatnego, czy też z odbiorem produktów.

Opis bloku referencyjnego oparto o ogólnodostępne informacje nie posiadające znamion danych wrażliwych. Dla bloku referencyjnego opracowano model matematyczny, który

¹Kasztelewicz Z., Patyk M., Nowoczesne i sprawne elektrownie węglowe strategicznym wyzwaniem dla Polski. Polityka energetyczna 2015, Tom 18, Zeszyt, 45–60 ISSN 1429-6675

wykorzystano dla potrzeb określania wskaźników eksploatacji po potencjalnie realizowanych zabiegach modernizacyjnych. Tego typu szacunki wymagane były przede wszystkim dla oceny skutków przeprowadzenia inwestycji zgodnie z ścieżką nr I, tj. adaptacji w ramach bloku instalacji utylizujących paliwa dodatkowe, takie jak gaz ziemny oraz biomasa, czego skutkiem w zamyśle zleceńodawców jest przekształcenie bloku typowo węglowego w blok hybrydowy wielopaliwowy. Potrzeba posiłkowania się modelem matematycznym bloku wynika tutaj z braku informacji w literaturze przedmiotu na temat efektów nadbudowy zgodnie z analizowanymi koncepcjami bloków węglowych o charakterystyce zbliżonej do bloków bełchatowskich. W niniejszym punkcie scharakteryzowano blok referencyjny, który posłużył w analizach jako przedmiot potencjalnych inwestycji. Charakterystykę bloku oparto na ogólnodostępnych danych². W zakresie określanych parametrów eksploatacyjnych posiłkowano się również współczesnymi opracowaniami^{3,4}.

Rysunek 1. Schemat bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów

rurociągami przelotowymi do części niskoprężnej turbiny, która wyposażona jest w trzy upusty, służące do zasilania kolejnych wymienników regeneracji niskoprężnej (NP3, NP2 oraz NP1). Ostatecznie para, po opuszczeniu turbiny parowej trafia do kondensatora. Skropliny poprzez pompę skroplin, nim trafią do regeneracji niskoprężnej, wstępnie są podgrzewane w chłodnicy pary dławnicowej (Ch).

Dla potrzeb obliczeniowych przyjęto dla układu referencyjnego maksymalne zużycie pary przez turbozespół na poziomie 323,4 kg/s. Ciśnienie oraz temperaturę pary świeżej na wyjściu z kotła przyjęto odpowiednio na poziomach 19,6 MPa oraz 570°C. Przed częścią wysokoprężną parametry pary wynoszą 18,2 MPa oraz 567°C. Ciśnienie oraz temperaturę pary wtórnie przegrzanej przyjęto odpowiednio na poziomach 5,1 MPa oraz 570°C. Założono, że ciśnienie operacyjne odgazowywacza wynosi 1180 kPa, natomiast ciśnienie panujące w kondensatorze 6,8 kPa. Wskaźnik strat przepływu (względna strata ciśnienia) dla czynnika przepływającego przez kocioł przyjęto na poziomie 15%, natomiast dla pary przepływającej przez wtórny przegrzewacz pary 11%. Ponadto przyjęto względne straty ciśnienia w rurociągach dostarczających parę do wymienników regeneracyjnych na poziomie 2%. Straty ciśnienia przy przepływie wody przez wymienniki regeneracyjne założono na poziomie 1,5%. Sprawności wymienników regeneracyjnych oraz chłodnicy pary dławnicowej przyjęto na poziomie 99%. Charakterystyczne różnice temperatur dla wymienników regeneracyjnych (różnica pomiędzy temperaturą nasycenia dla pary zasilającej wymiennik, a temperaturą wody podgrzanej) przyjęto na poziomie 3 K. Założono brak przechłodzenia kondensatu opuszczającego skraplacz oraz wymienniki regeneracyjne. Założono, że strumienie przecieków pary w zaznaczonych na Rys. 1 miejscach, na dławnicach wału części wysoko- oraz średnioprężnej, wynoszą 2,5% strumieni pary opuszczających części turbiny. Przyjęto, że sprawność kotła parowego wynosi 88%. Sprawności wewnętrzne dla poszczególnych części turbiny parowej wynoszą: dla części wysokoprężnej 89%, części średnioprężnej 90% oraz części niskoprężnej 84%. Sprawność wewnętrzna ekspandera turbopompy wynosi 90%, natomiast pompy wody zasilającej 85%. Moc nominalna turbozespołu dla określonych warunków pracy wynosi 380 MW. Sprawność brutto bloku wynosi 38,78%, sprawność netto 36,28%, a wskaźnik emisji dwutlenku węgla 1091,4 kgCO₂/MWh⁵. Wartości uzyskane dla bloku referencyjnego uznać można jako reprezentatywne dla bloków klasy 370 MW pracujących w Elektrowni Bełchatów.

1.3. Gospodarka paliwami w Krajowym Systemie Energetycznym

Zasoby węgla brunatnego w KWB Bełchatowie

Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów jest największą w Polsce kopalnią węgla brunatnego z udziałem w krajowym wydobyciu tego nośnika energii na poziomie ok. 50%. W skład KWB Bełchatów wchodzi obecnie dwie odkrywki: Bełchatów i Szczerców. Pole Szczerców ma przewidziane wydobycie na jeszcze 20 lat, natomiast pole Bełchatów powoli przygotowuje się do wygaszania (po ponad 40 latach eksploatacji). Zasoby całego złoża bełchatowskiego,

⁵ Przyjęto wskaźnik emisji dla węgla na poziomie 110 kg CO₂/GJ.

zgodnie z planem ich zagospodarowania, zostaną wykorzystane do około 2040 roku⁶. Tym samym rodzi się pytanie o przyszłość elektrowni Bełchatów, jako że transport węgla brunatnego na duże odległości (jak np. w przypadku węgla kamiennego) nie jest opłacalny.

Jednym ze sposobów przedłużenia życia elektrowni Bełchatów może być uruchomienie wydobywania węgla brunatnego z odkrywki Żłoczew. W listopadzie bieżącego roku PGE rozpoczęło starania uzyskania koncesji na wydobycie węgla ze złoża Żłoczew. Należy jednak zaznaczyć, że znajduje się ono ponad 60 km od elektrowni i wymaga budowy nowej infrastruktury transportowej. Aktualnie, w przypadku odkrywki Szczerców, transport odbywa się taśmociągami na dystansie prawie 30 km, co już stanowi wyzwanie logistyczne. Rozważane są również warianty budowy nowych bloków w okolicy odkrywki Żłoczew, ale konieczne byłoby również dołożenie całej infrastruktury (np. wyprowadzenia mocy) co znacząco podwyższy koszty – tym bardziej, że większe złoża są np. w Gubinie.

Reasumując, aktualna sytuacja dla KWB Bełchatów oraz samej elektrowni Bełchatów, pozwala na planowe działanie obu podmiotów do ok. 2035 roku. Natomiast dalszy los elektrowni Bełchatów stoi pod znakiem zapytania. Zaproponowane w ramach analizy warianty technologiczne (szczególnie w ścieżce hybrydyzacji oraz budowy bloków gazowo-parowych) pozwolą na przedłużenie czasu życia samej elektrowni, dzięki zmniejszeniu zapotrzebowania na węgiel brunatny.

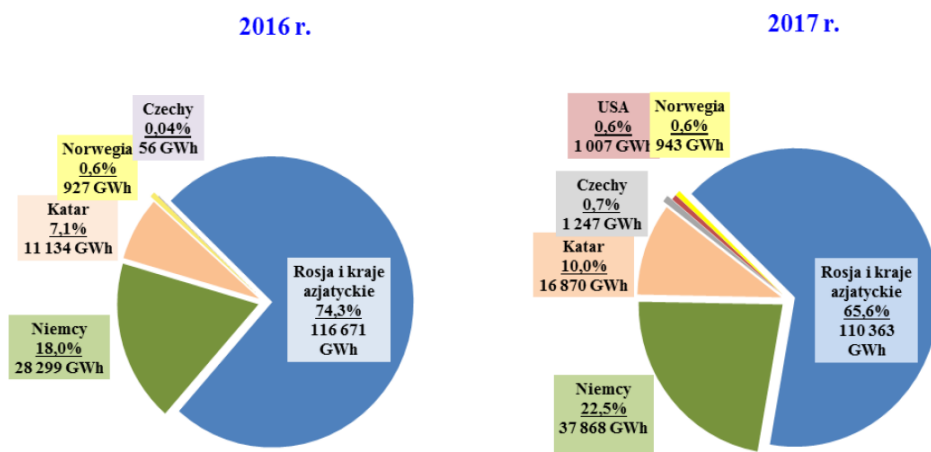
Rynek gazu ziemnego w Polsce

W roku 2014 wskaźnik uzależnienia Unii Europejskiej od importu gazu ziemnego wynosił 66%. W 19 państwach członkowskich wskaźnik ten przekraczał 80%, zaś 9 z tych państw było uzależnionych od importu całkowicie. W Polsce, wskaźnik uzależnienia od importu gazu ziemnego wynosił w roku 2015 ponad 70%. W roku 2017 import gazu ziemnego w Polsce wynosił 168 337 GWh (16,11 mld m³ gazu), z czego (Rys. 2):

- 110 363 GWh pochodziło z kierunku wschodniego (co stanowiło ok 65,6% całkowitego przywozu);
- 39 154 GWh pochodziło w wyniku nabycia wewnątrzwspólnotowego z Unii Europejskiej (co stanowi ok 23,3% całkowitego przywozu);
- 18 820 GWh w postaci LNG co stanowiło ok 11,2% całkowitego przywozu.

W 2017 r. spółką będącą głównym importerem gazu ziemnego do Polski było PGNiG S.A. W oparciu o zużycie gazu ziemnego w poszczególnych latach obserwowany jest wzrost krajowego zużycia błękitnego paliwa, które na koniec roku 2017 wynosiło 191 225 GWh (import plus wydobycie krajowe) i było wyższe o ok. 5,6% w porównaniu do roku 2016. Zawarta prognoza w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” z dnia 10 listopada 2009 r. zakłada dalsze zwiększenie zapotrzebowania na gaz ziemny do 221 634 GWh w roku 2030.

⁶<https://gospodarka.dziennik.pl/news/artykuly/529799,era-wegla-brunatnego-dobiega-konca-kiedy-bedzie-trzeba-zamknac-kopalnie.html> [dostęp 09.11.2018]



Rysunek 2. Struktura importu gazu ziemnego w Polsce w 2016 i 2017 roku⁷.

Według dokumentu Dziesięcioletni Plan Rozwoju na lata 2018-2027 zakładany jest dalszy wzrost zużycia gazu ziemnego, w zależności od przyjętego wariantu prognozy (Umiarkowanego Wzrostu lub Optymalnego Rozwoju), od 192 TWh do 206 TWh w perspektywie do 2037 r⁸ (Rys. 3). Największy przyrost zapotrzebowania na usługę przesyłową gazu spodziewany jest w sytuacji rozwoju elektroenergetyki (przede wszystkim kogeneracji) opartej o paliwa gazowe. Na rynku obserwowane są działania inwestycyjne w zakresie nowych mocy wytwórczych, które po zakończeniu ich realizacji mogą skutkować istotnym zwiększeniem zapotrzebowania na paliwa gazowe.

Tabela 1. Prognozowane zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce do 2030 roku⁹.

Rok	Prognozowane zapotrzebowanie, GWh
2010	154 708
2015	168 972
2020	187 625
2025	208 472
2030	221 639

Przewidywany wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce wymusza dywersyfikację źródeł importowanego gazu. Jednym z takich rozwiązań jest budowa połączenia gazowego z Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym tzw. BalticPipe. Inwestycja zakłada budowę gazociągu o przepustowości interkonektora do 109 720 GWh/rok i obejmuje budowę połączenia gazowego z Polski przez Danię ze złożami na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. BalticPipe umożliwi zwiększenie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego nie tylko dla Polski, ale również dla regionu Europy Środkowej (Czech, Słowacji oraz

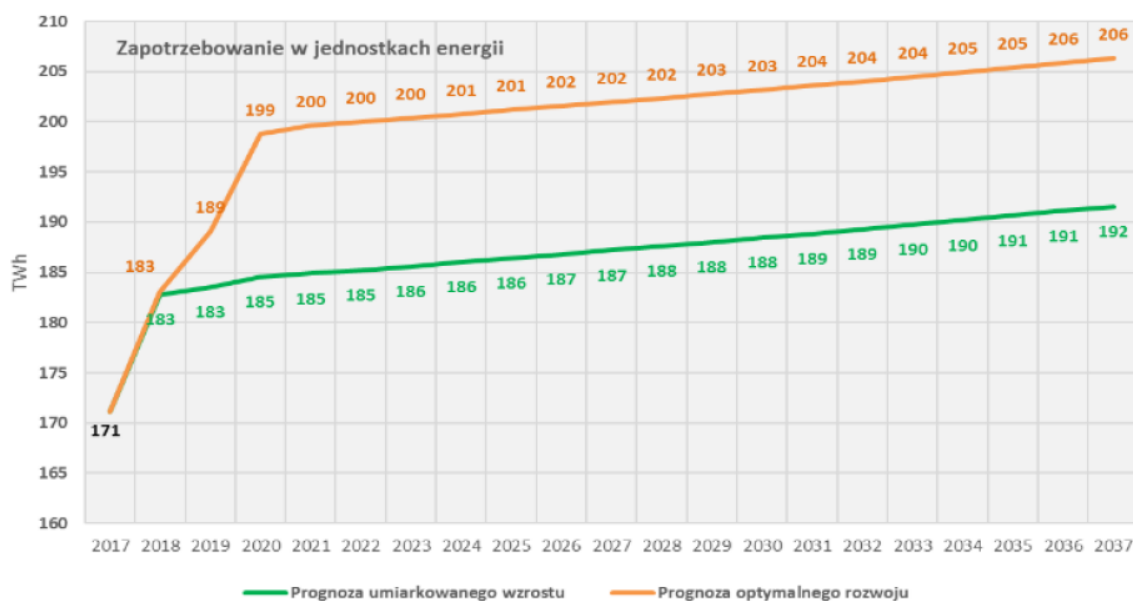
⁷ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2017 do dnia 31 grudnia 2017, Ministerstwo Energii, Warszawa, lipiec 2018

⁸Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego OGP Gaz-System S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018-2027.

⁹ Polityka energetyczna Polski do 2030 r. z dnia 10 listopada 2009 r. Załącznik nr 2 Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.

Ukrainy) oraz regionu Bałtyckiego (Dania, Szwecja, Litwa, Łotwa, Estonia). Projekt BalticPipe obejmuje:

- budowę połączenia systemów gazowych Norwegii i Danii,
- rozbudowę duńskiego systemu przesyłowego (z Zachodu na Wschód),
- budowę tłoczni gazu na terytorium Danii,
- budowę połączenia Dania-Polska,
- rozbudowę polskiego systemu przesyłowego wraz z infrastrukturą towarzyszącą.



Rysunek 3. Prognoza krajowego zużycie gazu ziemnego OGP Gaz-System S.A. ¹⁰.

Rynek biomasy w Polsce

Wykorzystanie biomasy jest postrzegane jako jeden ze sposobów na przejście z energetyki opartej na paliwach kopalnych do energetyki opartej na źródłach odnawialnych. W 2010 roku jej udział w produkcji energii elektrycznej w Polsce w porównaniu do innych źródeł odnawialnych wynosił ponad 53%. Również w innych krajach Unii Europejskiej biomasa jest obecnie jednym z głównych źródeł energii odnawialnej do produkcji ciepła, energii elektrycznej i dla celów transportowych.

Biomasa to najstarsze i najszerzej współcześnie wykorzystywane odnawialne źródło energii. Należą do niej zarówno odpadki z gospodarstw domowych, jak i pozostałości po przycinaniu zieleni miejskiej. Według definicji Unii Europejskiej biomasa to ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa (łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi), leśnictwa i związanych z nim działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i miejskich. Do biomasy zaliczyć możemy także formy przetworzone, między innymi palety i prasowane błočki.

¹⁰ Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju OGP Gaz-System S.A. na lata 2018-2027 – wyciąg

Do biomasy można zaliczyć m.in.:

- drewno odpadowe oraz niskiej jakości,
- słomę, makuchy i inne odpady produkcji rolniczej,
- odchody zwierząt,
- osady ściekowe,
- odpady organiczne, np. wysłodki buraczane, łodygi kukurydzy, trawy,
- oleje roślinne i tłuszcze zwierzęce.

Przesłankę do wykorzystywania biomasy jest wiele. Paliwo to charakteryzuje się niskim poziomem szkodliwości dla środowiska. Ilość dwutlenku węgla emitowana do atmosfery podczas jego spalania jest równoważona ilością CO₂ pochłanianego przez rośliny, które odtwarzają biomasę w procesie fotosyntezy. Ogrzewanie biomasą jest opłacalne dzięki konkurencyjnym cenom biomasy na rynku paliw. Wykorzystanie biomasy pozwala wreszcie zagospodarować nieużytki i spożytkować odpady.

Potencjał techniczny biomasy w Polsce jest szacowany na około 900 PJ/rok. Największy krajowy potencjał stanowi biomasa stała, której składnikami są biomasa pochodzenia leśnego: w tym drewno odpadowe z lasów 202–240 PJ, odpady z przemysłu drzewnego – 30 PJ, drewno poużytkowe – 43 PJ oraz biomasa pochodzenia rolniczego, w tym drewno z sadów 15 – 16 PJ, z pielęgnacji parków i drzew przydrożnych – około 1 PJ, jak również niezagospodarowana słoma – około 114 PJ i siano – około 10 PJ. Uwarunkowania rolnicze i przyrodniczo-środowiskowe umożliwiają uprawę roślin energetycznych na obszarze szacowanym od 1,6 do 2,0 mln ha, który do 2020 roku może wzrosnąć do około 2,9 mln ha. Techniczny potencjał roślin energetycznych wyprodukowanych na tych gruntach jest szacowany na 130 PJ/rok. Polska posiada duży potencjał biomasy energetycznej możliwej do wykorzystania w biogazowniach na bazie technologii metanowej. Potencjał biogazu z fermentacji jest szacowany na około 290 PJ /rok.

Biomasa jako ekologiczny surowiec energetyczny może być zużywana w dwojaki sposób:

- przez gospodarstwa rolne w celach grzewczych,
- spalana przez elektroenergetykę zawodową, w tym również w procesie współspalania z węglem (w założeniach nowej Dyrektywy UE ws. OZE na 2030r. planowany jest brak możliwości pozyskiwania wsparcia dla nowych instalacji współspalania. Ponadto jednostki średnie będą musiały osiągać poziomy sprawności określone w BAT, a jednostki duże osiągać sprawność elektryczną netto co najmniej 36 %).

Oprócz spalania wysuszonej biomasy, energię pochodzącą z biomasy uzyskuje się również poprzez:

- zgazowanie – gaz generatorowy (głównie wodór i tlenek węgla), powstały ze zgazowania biomasy w zamkniętych reaktorach (tzw. gazogeneratorach), jest spalany w kotle lub bezpośrednio napędza turbinę gazową bądź silnik spalinowy, może być też surowcem do syntezy Fischera-Trocha,

- fermentację biomasy, w wyniku której otrzymuje się biogaz, metanol, etanol, butanol i inne związki, które mogą służyć jako paliwo,
- estryfikację – biodiesel.

Zobowiązania Polski w ramach pakietu klimatycznego mają być realizowane na drodze stymulacji rynku poprzez przyznawanie tzw. zielonych certyfikatów za współspalanie biomasy (należy tu zaznaczyć, iż z dniem 1 lipca 2016 r. rozpoczął się proces wygaszania systemu zielonych certyfikatów, którym po tym terminie nie będą już mogli zostać objęci operatorzy nowych instalacji OZE, jednak właściciele elektrowni OZE, którzy rozpoczęli swoją działalność przed tym terminem, zachowali prawo do korzystania z zielonych certyfikatów w piętnastoletnim okresie liczącym od momentu rozpoczęcia produkcji energii lub alternatywnie przeszli na system aukcyjny). Mechanizm przyznawania zielonych certyfikatów okazał się pozytywnym impulsem do wykorzystywania biomasy w skali przemysłowej. Oprócz nowoczesnych zakładów, biomasa jest stosowana również przez najstarsze elektrociepłownie, mimo stosunkowo niskiej sprawności wytwarzania. Największym zainteresowaniem podmiotów krajowej energetyki na przestrzeni ostatnich dwóch dekad cieszyło się współspalanie biomasy z węglem w istniejących już kotłach energetycznych. Pozwala ono zapewnić wysoką sprawność konwersji energii chemicznej zawartej w spalonym paliwie.

Do czynników sprzyjających popularności współspalania biomasy zaliczyć należy:

- mniejsze koszty inwestycyjne,
- efektywna realizacja procesu przy stosunkowo niewielkich modyfikacjach tradycyjnych układów kotłowych spalających węgiel,
- możliwość realizacji procesów w jednostkach o mocy od kilkuset kilowatów do kilkuset megawatów.

Niemniej jednak należy wspomnieć również o wadach takiego rozwiązania, do których zaliczyć można:

- konieczność wprowadzenia węgla homogenizacji mieszanki paliwowej,
- konieczność uzależnienia udziału wprowadzanej biomasy od organizacji procesu.

W 2015 roku w Polsce występowało kilka instalacji wytwarzających energię ze spalania jedynie biomasy. Były to między innymi ZE PAK w Koninie, czy kocioł Spółki Tauron zlokalizowany w Elektrowni Jaworzno III. Największy w Polsce tego typu kocioł znajduje się w Elektrowni Połaniec. Zastosowana w nim jednostka, o mocy 205 MW, stanowi największy na świecie blok energetyczny opalany w 100% biomasą, pochodzącą ze zrębków drzewnych (80%) i odpadów rolniczych (20%). Koszt inwestycji wyniósł około 1 mld zł. Blok jest w stanie wyprodukować energię, która wystarczałaby na zasilanie 600 tys. gospodarstw domowych i odpowiada za około 25% krajowej produkcji prądu z paliwa biomasowego. Inwestycja umożliwiła obniżenie emisji dwutlenku węgla o ponad 1,2 mln ton rocznie.

Według danych Polskiej Izby Biomasy, polityka państwa dąży do silnego wspierania wykorzystywania biomasy. Powoduje to wzrost cen i straty dla innych gałęzi przemysłu, np.

produkcji z drewna. Konsekwencją wysokich cen krajowego surowca jest wysoki poziom importu biomasy ze wschodu, sięgający 85%. Przykład może stanowić elektrociepłownia Veolia Energia Łódź, która importuje biomasę w postaci zrębek drzewnych z Republiki Komi (Rosja), przewożąc co miesiąc około 7 tys. ton zrębków na odległość ponad 7 tys. km. Oznacza to co najmniej dwa składy pociągów dziennie. Niektóre elektrownie importują np. łuskę słonecznikową z Ukrainy czy łupiny orzechów olejowca gwinejskiego z odległej Malezji. Brak nowelizacji ustawy o OZE powoduje, że biomasa nie jest certyfikowana. Ponadto w związku z brakiem odpowiedniej wentylacji linii technologicznych podczas współspalania dochodzi do wielu pożarów i wybuchów, w tym z ofiarami śmiertelnymi. Równocześnie znaczna część polskiej biomasy jest eksportowana i spalana przez elektrownie niemieckie. Import polskiego drewna do Niemiec osiągnął w 2012 roku poziom 1,17 mln ton, podczas gdy jeszcze kilka lat wcześniej było to przeciętnie około 150 tys. ton rocznie. Taka sytuacja jest wynikiem dopuszczania do spalania w elektrowniach i elektrociepłowniach niemieckich drewna pełnowartościowego i takie jest importowane z Polski. W Polsce spalanie drewna pełnowartościowego zostało zakazane po protestach branży drzewnej wskazującej na wzrost cen drewna spowodowany rosnącym popytem generowanym przez branżę energetyczną.

1.4. Możliwości sekwestracji (i/lub utylizacji) CO₂ w Polsce

W przypadku zastosowania technologii wychwytu CO₂ ze spalin powstaje pytanie o jego dalsze przeznaczenie. W większości analiz z początkowego okresu zainteresowania technologiami CCS wskazywano na konieczność podziemnego składowania wychwyconego dwutlenku węgla. Pod uwagę brane były (oraz wciąż są) głównie formacje solankowe oraz szcerpane złoża gazu ziemnego i ropy. W ostatnich latach, m.in. z uwagi na brak impulsów finansowanych do rozwoju technologii wychwytu CO₂ oraz braku akceptacji społecznej dla samego składowania CO₂, zwraca się szczególną uwagę na możliwość jego wykorzystania w procesach przemysłowych (tzw. utylizacja)¹¹.

W związku z prowadzonymi w latach 2009 – 2013 pracami przygotowawczymi do budowy demonstracyjnej instalacji CCS w elektrowni Bełchatów (na części spalin pochodzących z kotła blok nr 14) PGE GiEK SA przeprowadziło (zleciło) szereg analiz związanych z możliwością podziemnego składowania CO₂ w okolicy elektrowni Bełchatów. W roku 2012 Zarząd PGE GiEK SA wybrał jedną z trzech analizowanych potencjalnych lokalizacji – strukturę Wojszyce – do dalszych badań geologicznych¹².

Mniej więcej równoległe z pracami prowadzonymi przez PGE GiEK SA w zakresie demonstracji całego łańcucha technologii CCS (od wychwytu, przez transport i składowanie, po monitorowanie) na zamówienie Ministerstwa Środowiska prowadzone były prace związane z rozpoznaniem formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich

¹¹Parsons Brinckerhoff & Global CCS Institute: Accelerating the uptake of CCS: Industrial use of captured carbon dioxide. March 2011.

¹²Marzena Gurgul, Dyrektor Projekt CCS, PGE GiEK SA: Projekt CCS w PGE GiEK SA – blaski i cienie. Kraków, 5-6 listopada 2013 r.

programem monitorowania. Wyniki tych prac podsumowane zostały w raporcie końcowym¹³, który zawiera szczegółowe dane dla ośmiu analizowanych rejonów kraju. Rejon I obejmujący okolice Bełchatowa dla pięciu wytypowanych struktur charakteryzował się pojemnością składowania dla poziomów solankowych na poziomie 2 169 mln ton. Bilansowe pojemności składowania dla poziomów solankowych w Polsce łącznie oszacowane zostały na poziomie ok. 14 300 mln ton CO₂ (przy czym odejmując struktury określone jako niepewne, wartość ta została oszacowana na poziomie 9 171 mln ton). Dodatkowo określono potencjał składowania CO₂ w strukturach naftowych (np. szczerpane złoża gazu) na rząd od 784 do 1 021 mln ton CO₂ oraz dla pokładów węgla (pozabilansowych) od 20 do 100 mln ton.

Można więc przyjąć, że szacowany sumaryczny potencjał do składowania CO₂ (z dominującym, ok. 90% udziałem w poziomach solankowych) wynosi ok. 10 000 mln ton CO₂, co przy bilansie emisji CO₂ (przykładowo dla roku 2014 z krajowej bazy KOBiZE) związanej z produkcją energią elektryczną na poziomie ok. 120,4 mln ton CO₂¹⁴ daje perspektywy do składowania na ponad 80 lat. Tym samym można przyjąć, że w Polsce jest wystarczający potencjał do składowania CO₂ wychwyconego z elektrowni i innych źródeł związanych z sektorem energetycznym – szczególnie biorąc pod uwagę, że technologie CCS są traktowane jako przejściowe, na drodze do gospodarki energetycznej zdekarbonizowanej, czyli takiej w której nie wykorzystuje się nieodnawialnych źródeł energii będących źródłem emisji dwutlenku węgla.

Niemniej jednak, z uwagi na brak akceptacji społecznej dla transportu rurociągowego oraz podziemnego składowania CO₂, jak również kwestie związane z niezbędną infrastrukturą (np. prowadzenie rurociągów z ominięciem obszarów objętych programem Natura 2000) oraz koniecznością poprawy wskaźników finansowych całego łańcucha technologii CCS pod uwagę brany jest szereg technologii mających na celu użyteczne wykorzystanie wychwyconego dwutlenku węgla w procesach przemysłowych. W tym przypadku mówi się o tzw. technologiach CCU (Carbon Capture and Utilization) lub CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage). Aktualnie na dużą skalę dwutlenek węgla wykorzystywany jest w procesach wspomagania wydobywania ropy naftowej (EOR – Enhanced Oil Recovery), gdzie przez zatłaczanie gazu (CO₂) do złoża, poprzez zwiększenie ciśnienia, następuje intensyfikacja wypływu ropy złożowej. Zbliżoną zasadę działania prezentują technologie wspomagania wydobywania gazu ziemnego (EGR – Enhanced Gas Recovery), która jednak jest wciąż raczej w fazie pilotażowej. Szczególnie w Polsce duże nadzieje pokłada się w technologii wspomagania wydobywania metanu z głębokich nieeksploatowanych pokładów węgla (ECBM – Enhanced Coal Bed Methane Recovery), która polega na zatłaczaniu CO₂ do nieeksploatowalnych złóż węgla (poprzez wywiercone otwory) w celu zwiększenia ciśnienia złożowego i intensyfikacji wydobywania metanu. Kolejną perspektywną technologią utylizacji i składowania CO₂ w Polsce (z uwagi na uwarunkowania geologiczne oraz duży nacisk na wykorzystanie zasobów geotermalnych) są wspomagane systemy geotermalne (EGS – Enhanced Geothermal Systems),

¹³<https://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/CO2/WynikiPrac> [dostęp 09.11.2018]

¹⁴http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/160616_WSKAZNIKI_CO2.pdf [dostęp 09.11.2018]

gdzie produktem może być ciepło lub energia elektryczna (w zależności od temperatury w danym złożu). Technologia ta niestety wymaga wciąż poniesienia dużych nakładów inwestycyjnych na identyfikację (wykonanie odwiertów) potencjalnych złóż geotermalnych (tzw. suchych gorących skał) oraz budowę instalacji pilotażowych i demonstracyjnych. Do pozostałych obiecujących ścieżek utylizacji CO₂ zaliczyć można m.in. konwersję chemiczną poprzez wspomaganie wydajności konwencjonalnych wytwórni nawozów lub produkcję metanolu, czy mineralizację CO₂.

Reasumując, w Polsce występują formacje geologiczne spełniające wymagania bezpiecznej i permanentnej sekwestracji CO₂. Potrzebne są jednak każdorazowo szczegółowe prace przygotowawcze (wybór i charakterystyka potencjalnego miejsca zatłaczania), w tym uwzględnienie kwestii długoterminowego monitoringu oraz pozyskania akceptacji społecznej. Jednocześnie, należy brać czynny udział w pracach związanych z technologiami utylizacji CO₂, jako możliwymi siłami napędowymi dalszego rozwoju technologii wychwytu CO₂, będących kluczowymi elementami na drodze do pełnej komercjalizacji całego łańcucha technologii CCUS. W 2018 roku Global CCS Institute opublikował raport o gotowości poszczególnych krajów do wdrożenia technologii CCS w kilku kluczowych obszarach. Jednym z tych obszarów jest rozpoznanie zasobów i przygotowanie (techniczne i prawne) do składowania wychwyconego CO₂¹⁵. Polska została sklasyfikowana stosunkowo wysoko (68 na 100 pkt) i zakwalifikowana do grupy C (Band C) obok takich europejskich krajów jak m.in. Węgry (58/100 pkt), Hiszpania (59/100 pkt) i Dania (60/100 pkt). Do wyższej grupy (Band B), krajów będących bardziej zaawansowanych pod względem przygotowań, zaliczono m.in. Niemcy (72/100 pkt), Holandię (73/100 pkt) czy Wielką Brytanię (74/100 pkt). W najwyższej grupie (Band A) znalazły się trzy kraje: USA i Norwegia (po 96/100 pkt) oraz Kanada (98/100 pkt). Z przedstawionych przez Global CCS Institute wyników wnioskować można, że Polska ma mimo wszystko ograniczoną gotowość do wdrożenia technologii CCS (w tym przypadku składowania CO₂) i konieczne są dalsze prace związane z rozpoznaniem potencjału oraz wyjściem poza małe projekty pilotażowe składowania dwutlenku węgla.

¹⁵Global CCS Institute, Christopher Consoli: CCS STORAGE INDICATOR (CCS-SI). 2018

2. Opis ścieżek redukcji emisji CO₂ z elektrowni Bełchatów

Na potrzeby niniejszej analizy zaproponowano trzy ścieżki redukcji emisji CO₂ z elektrowni Bełchatów. Są to kolejno:

- **hybrydyzacja bloków konwencjonalnych**, czyli modernizacja istniejących bloków spalających węgiel brunatny w kierunku jednostek wielopaliwowych (węglowo-gazowo-biomasowych);
- zastąpienie bloków energetycznych spalających węgiel brunatny poprzez **budowę nowych bloków gazowo-parowych** zasilanych gazem ziemnym;
- modernizacja istniejących lub budowa nowych bloków konwencjonalnych spalających węgiel brunatny z uwzględnieniem **technologii wychwytu i składowania CO₂**.

W zależności od wybranej ścieżki technologicznej możliwe jest osiągnięcie różnych poziomów emisji CO₂ na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej netto. Hybrydyzacja bloków konwencjonalnych, w zależności od udziału poszczególnych paliw w docelowej jednostce wielopaliwowej, pozwala na redukcję emisji CO₂ od 20% do 40% w stosunku do stanu istniejącego. Dla nowych bloków gazowo-parowych redukcja ta może wynieść do 50% w zależności od konkretnych rozwiązań technologicznych po stronie turbiny gazowej oraz części parowej. Natomiast przy zastosowaniu technologii wychwytu i składowania CO₂ spodziewana redukcja emisji wynosi od 80% do 90% w zależności od wybranej technologii, jej parametrów (np. stopień wychwytu CO₂ ze spalin) oraz sposobu składowania (lub zagospodarowania) wychwyconego CO₂.

Każda z zaproponowanych ścieżek niesie ze sobą konieczność daleko idących zmian technologicznych w istniejącej strukturze bloków energetycznych elektrowni Bełchatów. W skrajnych przypadkach, jak na przykład dla budowy nowych bloków gazowo-parowych lub nowych bloków na węgiel brunatny z wychwytem CO₂ zakłada się, że istniejące bloki energetyczne nr 3 do 12 zostaną zamknięte. W każdej ze ścieżek redukcji emisji CO₂ spodziewać się można zmian w zakresie parametrów energetycznych (w tym sprawności energetycznych) oraz środowiskowych (nie tylko po stronie redukcji emisji CO₂). Przekłada się to oczywiście na wskaźniki ekonomiczne, które zostały oszacowane w dalszej części analizy. Proponowane zmiany niosą ze sobą również szereg zmian o charakterze organizacyjnym i technicznym dla operatorów takich bloków, w tym na przykład konieczność składowania wychwyconego CO₂ lub znaczącą poprawę elastyczności pracy bloków energetycznych (dla hybrydyzacji lub technologii gazowo-parowej).

W niniejszym rozdziale przybliżono zagadnienia techniczne związane z daną ścieżką redukcji emisji CO₂ odnosząc się do opisanego wcześniej bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów. Przytoczone wskaźniki energetyczne, środowiskowe i ekonomiczne zostały wykorzystane w Rozdziale 3 do analizy implementacji danego rozwiązania technologicznego dla bloku referencyjnego. Należy tutaj zaznaczyć, że w przypadku niektórych proponowanych rozwiązań występować będzie efekt skali, na przykład w przypadku zastąpienia dwóch istniejących

bloków energetycznych (po 380 MW każdy) dużym blokiem gazowo-parowym o mocy 800 MW.

2.1. Hybrydyzacja bloków konwencjonalnych

Rozwiązania adaptacyjne dla instalacji umożliwiających utylizację paliw dodatkowych w ramach bloków energetycznych są powszechne w energetyce. Najczęściej zabiegi takie sprowadzają się do użytkowania, prócz węgla, takich paliw jak biomasa oraz gaz ziemny. Stosowanie współużytkowania dwóch lub większej ilości paliw, przyczyniać może się nie tylko do korzystnych efektów ekologicznych, takich jak ograniczenie emisji szkodliwych substancji, ale również do dywersyfikacji źródeł pierwotnych w zakresie produkcji energii elektrycznej, co sprzyja bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Hybrydyzacja bloków węglowych umożliwić powinna współużytkowanie różnych pierwotnych źródeł energii, a tym sposobem dywersyfikację źródeł, przy zachowaniu lub poprawieniu wskaźników efektywności energetycznej oraz poprawieniu wskaźników ekologicznych, przy możliwie najniższym koszcie inwestycji. Ocena układów hybrydowych powinna być dokonywana na drodze porównania z systemem źródeł wykorzystujących analogiczne paliwa, przy tym samym udziale poszczególnych paliw, ale funkcjonujących jako źródła autonomiczne, a więc i niezintegrowanych w ramach jednego systemu wytwórczego.

Technologie użytkowania biomasy w ramach dużych bloków węglowych

W zakresie użytkowania biomasy w ramach bloków węglowych technologie współspalania klasyfikowane są w trzech grupach, tj. współspalanie: bezpośrednie, pośrednie oraz w układzie hybrydowym.

W Polsce, na początku bieżącego wieku, w ramach bloków energetycznych prowadzono zabiegi mające na celu współspalanie biomasy drzewnej wraz z węglem w ramach komór spalania kotłów, które pierwotnie projektowane były wyłącznie dla spalania węgla. Jest to technologia współspalania bezpośredniego. Wielką zaletą takich modernizacji był wymagany, stosunkowo niewielki nakład finansowy, sprowadzający się najczęściej do zorganizowania składowisk biomasy oraz dostosowania ciągu technologicznego dla przygotowania oraz podawania biomasy do komory kotła, jak również możliwość przeprowadzenia modernizacji w krótkim okresie. Zalety te umożliwiły szybkie dostosowanie energetyki krajowej do pierwszych obostrzeń Unii Europejskiej, sprowadzających się do obowiązkowego stosowania odnawialnych źródeł energii, celem uzyskiwania określonych udziałów tak produkowanej w kraju energii w produkcji całkowitej. Zabiegi modernizacyjne prowadzone były zarówno dla predysponowanych w tym zakresie kotłów fluidalnych, jak również kotłów pyłowych.

Dla osiągnięcia istotnego udziału użytkowania biomasy w energetyce krajowej adaptacje realizowane powinny być również w ramach dominujących bloków wyposażonych w kotły pyłowe. W technologii współspalania bezpośredniego, przy pyłowym spalaniu, biomasa powinna być sucha oraz powinna być rozdrabniana do wielkości uziarnienia dla bezawaryjnego wdmuchiwania do komory paleniskowej. W obrębie komory spalania biomasa powinna ulegać pełnemu utlenieniu. Spełnienie wymienionych warunków nie jest całkowicie

możliwe. Bariery tkwią we właściwościach fizykochemicznych biomasy oraz wysokich kosztach inwestycji dla zorganizowania układów przygotowania biomasy. Konsekwencją wynikającą z niedostatecznego rozdrobnienia oraz zbyt dużej wilgoci cząstki biomasy, może być zbyt długi czas potrzebny na jej całkowite wypalenie¹⁶.

Doświadczenia pozyskane podczas eksploatacji technologii współspalania bezpośredniego jednoznacznie wskazywały na możliwość pojawienia się negatywnych aspektów technicznych, a wśród nich:

- obniżenie sprawności oraz wydajności kotła,
- zwiększenie zużycia komory spalania,
- zmniejszenie sprawności elektrofiltrów,
- pogorszenie miarkości pyłu węglowego, przy użytkowaniu młynów węglowych, również celem rozdrabniania biomasy,
- wzrost zagrożenia związanego z możliwością wystąpienia samozapłonu w młynie węglowym.

Równocześnie określone na stosunkowo niskich poziomach możliwe do użytkowania udziały współspalanej biomasy w mieszaninie z węglem sprowadzały technologię współspalania bezpośredniego do mało efektywnej w zakresie uzyskiwania wysokich udziałów odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym kraju. Wprowadzone zakazy użytkowania biomasy leśnej, przy słabo rozwijającym się rynku upraw biomasy energetycznej, skutkowały problemami w zakresie logistyki dostaw.

Technologią umożliwiającą wykorzystanie dla celów energetycznych większej ilości biomasy w ramach bloku węglowego jest technologia współspalania pośredniego. W tym wypadku modernizacja polegać może na zabudowie w dolnej części komory paleniskowej kotła dodatkowego paleniska lub też instalacji zgazowania biomasy. W wariantcie pierwszym wysokotemperaturowe gazy spalinowe wprowadzane są do komory kotła i łącząc się ze spalinami wywiązanymi na drodze spalania węgla oddają ciepło czynnikowi obiegowemu siłowni. W przypadku zastosowania instalacji zgazowania pozyskany gaz procesowy zasila palniki gazowe zabudowane na ścianach lub stropie komory paleniskowej.

Zabudowa przedpaleniska wiązać może się ze stosunkowo niskimi nakładami inwestycyjnymi. Wielką zaletą technologii jest możliwość organizacji spalania biomasy w wydzielonym, specjalnie w tym celu projektowanym urządzeniu. Biomasa spalana może być w ramach paleniska rusztowego (z rusztem schodkowym lub wibracyjnym), fluidalnego, czy też w ramach wirowej komory spalania. Zaletą jest więc tutaj mała wrażliwość na właściwości fizykochemiczne spalanej biomasy. Dzięki możliwości dopalania w przedpalenisku wszelkich frakcji palnych, stanowiących rezultat niecałkowitego spalania paliwa węglowego w kotle węglowym, technologia ta może przyczynić się do niwelowania spadków sprawności kotła węglowego wynikających ze zmian charakteru przepływu spalin. Z uwagi na możliwość wystąpienia takich zmian w warunkach przepływu spalin zająć może potrzeba modernizacji

¹⁶Pronobis M., Modernizacja kotłów energetycznych. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 2002.

układów palnikowych, dysz powietrza oraz modernizacji części konwekcyjnej kotła. Zakres modernizacji uzależniony będzie od mocy cieplnej adaptowanego przedpaleniska oraz zastanych warunków funkcjonowania kotła węglowego.

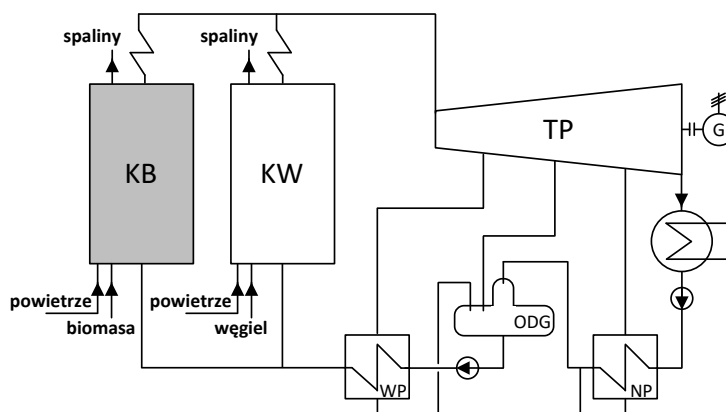
Duży potencjał adaptacyjny generatorów zgazowania biomasy w ramach technologii pośredniego współspalania wynika z możliwości uzyskania technologii, która istotnie podnieść może walory kotła węglowego w zakresie elastyczności pracy. Zabudowa w odpowiednim miejscu palnika gazowego dla spalania gazu procesowego może umożliwić pracę kotła przy obciążeniu poniżej zastanego minimum technicznego. Co więcej technologia zgazowania może umożliwić energetyczne użytkowanie biomasy o charakterystyce dyskwalifikującej ją z użytkowania na drodze spalania. Technologia zgazowania pozwolić może również na ekologiczne użytkowanie mułów węglowych. Inwestycja w technologię zgazowania mułów celem wytworzenia gazu procesowego, który użytkowany mógłby być w instalacji palników gazowych kotła węglowego, rozpatrywana jest przez Grupę Tauron. Problemem dla adaptacji technologii zgazowania biomasy w zakresie dużych bloków węglowych może okazać się jej niska dyspozycyjność.

Wśród przedmiotów analiz zleconych są układy hybrydowe, gdzie inwestycja prowadzić ma do zabudowy kotłów biomasowych parowych oraz kotłów biomasowych wodnych.

Zaplanowanie współspalania biomasy z węglem w układzie hybrydowym ma na celu całkowite rozdzielenie procesów spalania oraz użytkowania gazów spalinowych wywiązywanych na drodze spalania obu paliw. W układach hybrydowych stosowane są kotły biomasowe parowe lub wodne w technologii gwarantującej optymalny sposób realizacji procesu spalania oraz procesu przekazywania ciepła czynnikowi obiegowemu siłowni. W przypadku modernizacji bloku węglowego w kierunku organizacji bloku hybrydowego węglowo-biomasowego zabiegi modernizacyjne nie ingerują w konstrukcję maszyn oraz urządzeń zastanych w ramach bloku węglowego. Dzięki temu inwestycja realizowana może być bez odstawiania z ruchu jednostki węglowej. Krótki przestój może być związany wyłącznie z procesem finalnego przyłączenia rurociągów transportujących czynnik obiegowy siłowni.

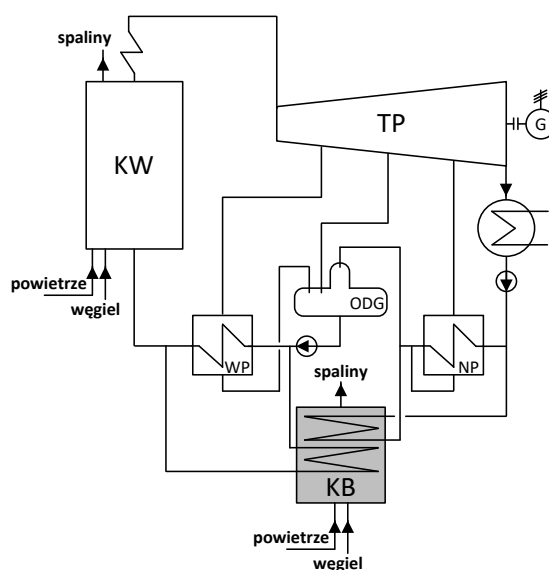
W przypadku zastosowania kotła biomasowego parowego dwa kotły: węglowy oraz biomasowy, pracują w połączeniu równoległym, tj. zasilane są one wodą zasilającą obiegu parowego oraz produkują parę o takich samych parametrach – strumienie pary łączą się we wspólnym kolektorze. Taki układ dwóch kotłów parowych współpracujących z jednym zespołem turbiny parowej określany jest mianem duo-bloku. Wprowadzenie do struktury bloku dodatkowego kotła parowego o określonej mocy cieplnej wymusza ograniczenie obciążenia podstawowego kotła węglowego. Negatywnym aspektem takiej integracji będzie w związku z tym ubytek sprawności kotła i w konsekwencji tego spadek sprawności konwersji energii chemicznej węgla do produktu końcowego, a więc energii elektrycznej. Kocioł biomasowy może, ale nie musi być wyposażony we wtórny przegrzewacz pary – taka sytuacja ma miejsce w przypadku najbardziej popularnego bloku hybrydowego na świecie, tj. w bloku Avedore 2, pracującego w elektrociepłowni zlokalizowanej w Kopenhadze. Schemat ideowy

zastosowania w ramach bloku węglowego dodatkowego kotła parowego, zasilanego biomasą przedstawia Rys. 4.



Rysunek 4. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-biomasowego z kotłem parowym na biomasę

Koncepcje układów hybrydowych z kotłami biomasowymi wodnymi zakładają wykorzystanie kotłów, a tym samym i spalanej w nich biomasy, celem podgrzewu kondensatu lub wody zasilającej, co przyczynia się do zastąpienia (całkowitego lub częściowego) regeneracji obiegu turbiny parowej, a tym samym do oszczędności entalpii pary pobieranej w bloku energetycznym z upustów turbiny parowej. Konsekwencją tego jest zwiększenie obciążenia stopni turbiny parowej zabudowanych za upustem, z którego zasilany jest zastępowany wymiennik regeneracyjny. Likwidacja regeneracji, choć przyczynia się do zwiększenia mocy generowanej w turbozespolu, związana jest z rezygnacją zalet karnotyzacji obiegu cieplnego, konsekwencją czego jest zmniejszenie sprawności wykorzystania ciepła dostarczanego do obiegu siłowni. Niewątpliwą zaletą technologii hybrydowej ukierunkowanej na zastąpienie regeneracji na drodze wykorzystania źródła biomasowego jest zdecydowanie niższy koszt zakupu kotła wodnego, w stosunku do kosztu zakupu kotła parowego. Schemat ideowy dla układu hybrydowego z zastosowaniem kotła wodnego biomasowego, umożliwiającego zastąpienie regeneracji wysoko- oraz niskoprężnej, pokazano na Rys. 5.



Rysunek 5. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-biomasowego z kotłem wodnym na biomasę zastępującym regenerację wysoko- oraz niskoprężną

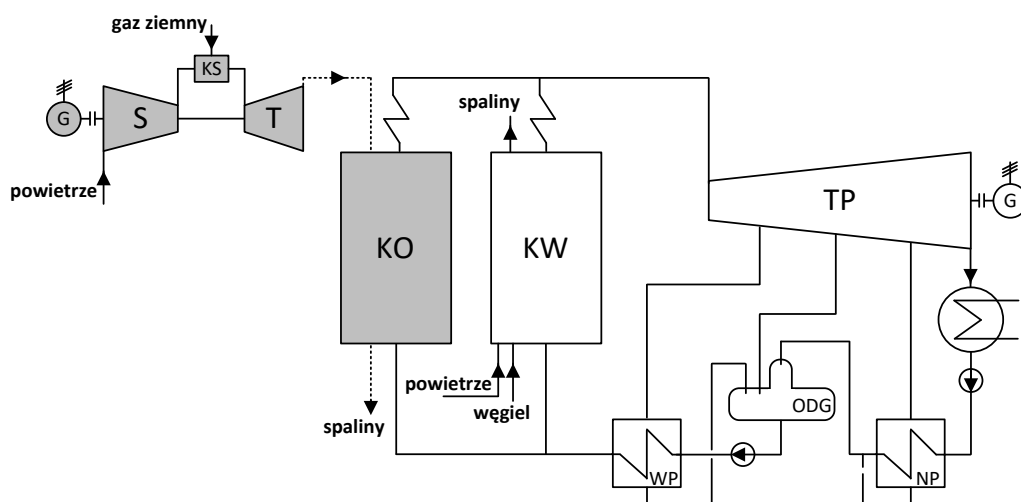
Technologie użytkowania gazu ziemnego w ramach dużych bloków węglowych

Wykorzystanie gazu ziemnego w ramach bloków węglowych może być dużo bardziej efektywne niż ma to miejsce w przypadku bloków hybrydowych węglowo-biomasowych. Wynika to z różnic w charakterystykach obu paliw, czego konsekwencją jest możliwość wykorzystania dla utylizacji gazu ziemnego turbin gazowych. Układy hybrydowe węglowo-gazowe umożliwiają tym samym utylizację paliwa gazowego przy sprawności konwersji porównywalnej ze sprawnością nowoczesnych bloków gazowo-parowych. Na korzyść bloków hybrydowych przemawiać może istotnie mniejszy nakład inwestycyjny jaki związany może być z zabudową przy bloku węglowym instalacji utylizacji gazu ziemnego.

Rozwiązania układów hybrydowych węglowo-gazowych klasyfikowane są w trzech grupach:

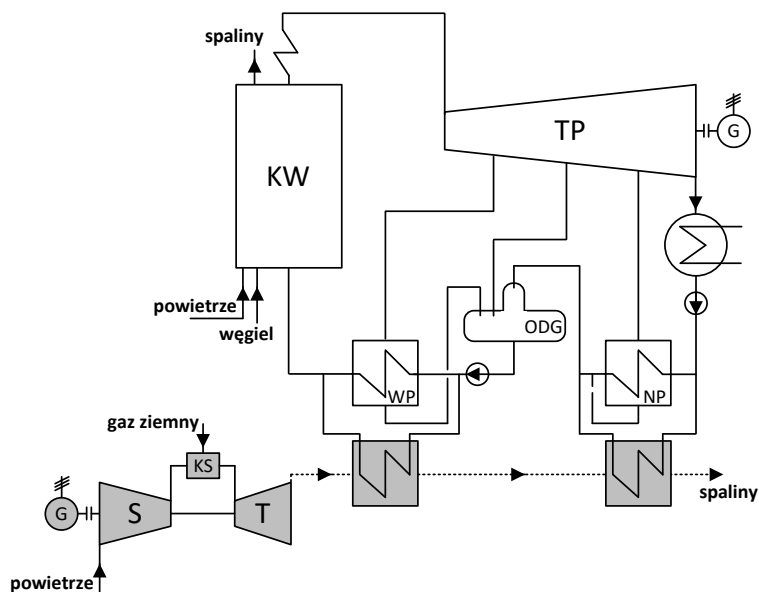
- układy równoległe,
- układy szeregowo,
- układy ze zrzutem spalin do komory kotła węglowego (tzw. technologia Hot Windbox).

Układy równoległe zakładają wykorzystanie turbiny gazowej oraz zabudowanego na strumieniu spalin opuszczających ekspander turbiny gazowej kotła odzyskowego parowego, pracującego wraz z kotłem węglowym w konfiguracji równoległej – na wspólny kolektor pary. W najkorzystniejszym przypadku parametry pary generowanej w kotle odzyskowym odpowiadają parametrom pary generowanej w kotle podstawowym. Wysoka temperatura pary uzyskiwanej w blokach węglowych nie sprzyja stosowaniu w układach tego typu wysokosprawnych turbin gazowych lotniczopochodnych, a więc maszyn, w przypadku których spaliny wylotowe charakteryzują się stosunkowo niskimi temperaturami (na ogół 400 – 450°C). W przypadku układów równoległych adaptowane powinny być, podobnie jak w przypadku klasycznych bloków gazowo-parowych, turbiny gazowe energetyczne, gdzie temperatura spalin przekracza często poziom 600°C. Dla hybrydyzacji nowoczesnego bloku węglowego, w kierunku utworzenia układu hybrydowego w konfiguracji z równoległe pracującymi kotłami, wystąpić może potrzeba adaptacji systemu spalania dodatkowego paliwa gazowego. Spalanie dodatkowego paliwa gazowego ma miejsce w wysoko tlenowej atmosferze spalin opuszczających ekspander turbiny gazowej i umożliwia podniesienie temperatury spalin trafiających do kotła odzyskowego i tym samym przegrzew pary w kotle do temperatur właściwych dla użytkowanych obecnie bloków nadkrytycznych. Zabieg ten przyczynia się jednak do zmniejszenia efektywności użytkowania paliwa dodatkowego. Niezależnie od wymaganych temperatur pary generowanej w kotle odzyskowym problemem dla zorganizowania bloku hybrydowego w oparciu o nadkrytyczny blok węglowy może być zastosowanie nadkrytycznego ciśnienia w ramach kotła odzyskowego, co wynika z braku doświadczeń na świecie w budowie oraz eksploatacji tego typu jednostek. Schemat bloku hybrydowego z równoległym sprzężeniem kotłów parowych pokazano na Rys. 6.



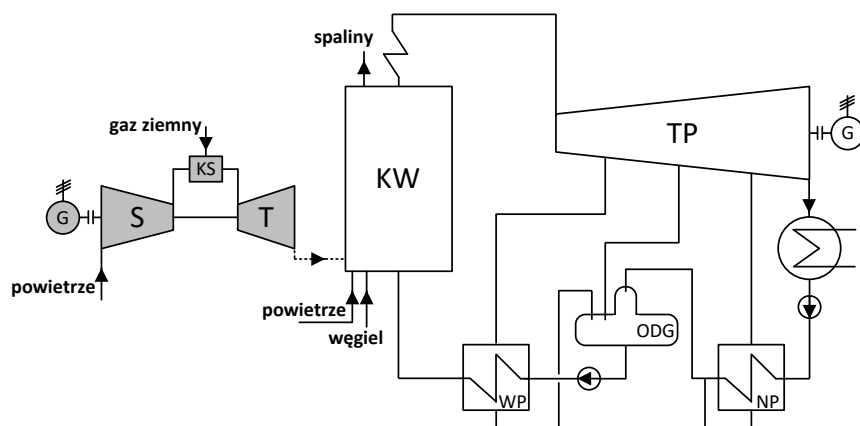
Rysunek 6. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-gazowego w układzie równoległym

Drugi wariant układu hybrydowego, zgodnie z przedstawioną klasyfikacją podstawową, zakłada wykorzystanie spalin opuszczających ekspander turbiny gazowej dla podgrzewu wody zasilającej i/lub kondensatu w obiegu podstawowym siłowni. Taki zabieg, analogicznie do przypadków układów hybrydowych węglowo-biomasowych z zastosowanym kotłem wodnym, pozwala na całkowite lub częściowe zastąpienie poszczególnych wymienników regeneracyjnych. Z uwagi na umiarkowane temperatury wody zasilającej kotły parowe (w zależności od klasy bloków od 220°C do 300°C) temperatura spalin opuszczających ekspander turbiny gazowej nie musi być bardzo wysoka, co predysponuje dla zastosowania w przypadku tego typu układów hybrydowych wysokosprawnych turbin gazowych lotniczopochodnych. Schemat układu dla wariantu zakładającego zastąpienie regeneracji wysokoprężnej oraz niskoprężnej pokazano na Rys. 7. Zastosowanie koncepcji układu szeregowego ma również miejsce, obok zastosowania kotła parowego biomasowego, w ramach struktury bloku hybrydowego Avedore 2.



Rysunek 7. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-gazowego w układzie szeregowym, z podgrzewem wody zasilającej i skroplin

Ostatni wariant wskazany w podstawowej klasyfikacji układów hybrydowych węglowo-gazowych zakłada wykorzystanie turbiny gazowej przy równoczesnym kierowaniu spalin ją opuszczających do komory kotła węglowego. Spaliny powstałe ze spalania gazu ziemnego, z uwagi na dużą zawartość tlenu (współczynnik nadmiaru utleniacza dla turbin gazowych wynosi ponad 3), pełnią rolę utleniacza spalanego w obrębie komory paleniskowej kotła. Zastosowanie technologii hot windbox umożliwia ograniczenie ilości dodatkowo instalowanych w układzie maszyn i urządzeń. Niestety zmiana warunków wymiany ciepła w ramach kotła węglowego, na skutek wprowadzenia do niego spalin wysokotemperaturowych o odmiennej charakterystyce względem spalin generowanych na drodze spalania węgla, wpłynąć może na konieczność modernizacji wyspy kotłowej. Zakres modernizacji wynikać może z wielkości instalowanej turbiny gazowej, względem wielkości bloku węglowego. Na skutek zwiększenia strumienia objętościowego spalin przepływających przez kocioł węglowy może być potrzebna wymiana wentylatorów wyciągowych i elektrofiltrów. Wynikiem zastosowania jako utleniacza dla spalanego węgla spalin opuszczających turbinę gazową zmniejsza się zapotrzebowanie w kotle na powietrze. Skutkiem tego jest zmniejszenie obciążenia podgrzewaczy powietrza zabudowanych na wylocie z kotła węglowego, a w skrajnym przypadku konieczność ich eliminacji. Konsekwencją takiego zabiegu jest zwiększenie straty wylotowej kotła. Dla wykorzystania ciepła niesionego przez spaliny korzystne może być zamontowanie w miejsce podgrzewacza powietrza spalinowych podgrzewaczy wody. W uwagi na zmianę warunków spalania modernizacji podlegać może również system palników pyłowych. Wadą w eksploatacji układu typu hot windbox może być również zwiększenie zagrożenia erozyjnego powierzchni wymienników ciepła, co zawsze jest konsekwencją wzrostu prędkości spalin omywających wymienniki. Wskazane wady układu hybrydowego węglowo-gazowego ze zrzutem spalin do komory kotła węglowego przyczyniły się do stosunkowo niewielkiego rozpowszechnienia technologii w energetyce. Koncepcję układu zastosowano w bloku podkrytycznym (parametry pary świeżej: 535°C oraz 18,6 MPa) o mocy 750 MW w elektrowni Werne-Gersteinwerk w Niemczech. Moc zainstalowanej turbiny gazowej wynosi 112 MW. Sprawność bloku przekracza sprawności klasycznych jednostek na parametry podkrytyczne i osiąga wartość 42%. Schemat układu zgodnego z technologią hot-windbox zaprezentowany jest na Rys. 8.



Rysunek 8. Schemat ideowy hybrydowego bloku węglowo-gazowego ze zrzutem spalin do kotła węglowego (hot windbox)

[illegible]

Wśród analizowanych wariantów nadbudowy bloku referencyjnego klasy 370 MW, ukierunkowanych na uzyskanie bloku hybrydowego węglowo-gazowego znalazły się warianty zakładające adaptację koncepcji układu szeregowego. Tym samym uznano, iż zastosowanie wariantu typowo równoległego, z uwagi na wysoką temperaturę spalin opuszczających układ (co jest związane z wysoką temperaturą wody zasilającej kocioł węglowy, wynoszącą dla bloku referencyjnego 268°C), nie ma potencjału wdrożeniowego. Analizy prowadzone w monografii pod redakcją prof. Chmielniaka i prof. Ziębika¹⁷ wykazały, że zastosowanie wariantu stanowiącego integrację koncepcji wariantu równoległego oraz wariantu szeregowego wymaga stosowania turbin gazowych o łącznych mocach przekraczających moc zainstalowaną w bloku. Takie przedsięwzięcie z uwagi na bardzo wysokie zapotrzebowanie na paliwo gazowe

25

nie wydaje się właściwe. Uznano również, iż bloki klasy 370 MW nie posiadają wystarczającego potencjału dla adaptacji koncepcji bloku typu hot-windbox. Związane jest to z bardzo istotnym zakresem modernizacji, jakie byłyby wymagane dla adaptacji rozwiązania. Uznano, iż wysoki nakład inwestycyjny oraz dodatkowo długotrwałe odstawienie bloku wymagane dla przeprowadzenia odpowiednich prac, niweczyłyby efekty ekonomiczne przedsięwzięcia. Związane jest to z prognozowanym, pozostałym czasem funkcjonowania bloków klasy 370 MW, który w kontekście zakresu ewentualnych prac modernizacyjnych nie jest wystarczająco długi.

2.2. Energetyczne bloki gazowo-parowe

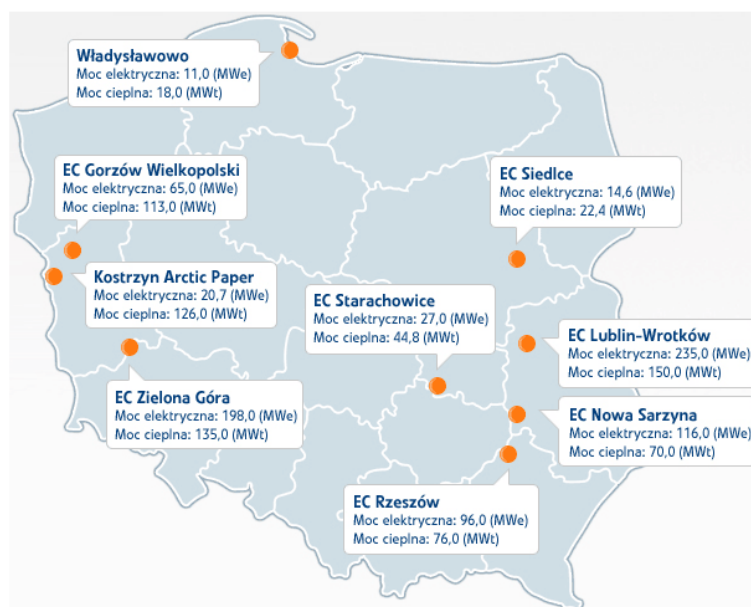
Turbiny gazowe oraz układy gazowo-parowe powszechnie wykorzystywane są do produkcji energii elektrycznej, napędu maszyn i urządzeń przemysłowych, statków powietrznych oraz pojazdów bojowych. W energetyce konwencjonalnej turbiny gazowe oraz układy parowe uważane są za najszybciej rozwijającą się technologię, która umożliwia produkcję energii elektrycznej z najwyższą sprawnością przy małej emisji substancji szkodliwych do atmosfery. Obecnie dostępne technologie zapewniają osiągnięcie sprawności bloków gazowo-parowych wynoszące już nieco ponad 60% (netto). Sprawność układu przekłada się na ilość zużywanego paliwa, co przynosi oszczędności finansowe z punktu widzenia lokalnego przedsiębiorstwa, natomiast globalnie pozwala na oszczędność paliw nieodnawialnych (jakim jest m.in. gaz ziemny), oraz jednocześnie znacząco powoduje zmniejszenie emisji szkodliwych substancji gazowych np. CO₂.

Układy gazowo-parowe opalane gazem ziemnym zawdzięczają swój rozwój, oprócz wymienionej już wysokiej sprawności, również innym licznym zaletom, do których można zaliczyć m.in.: dużą dyspozycyjność i niezawodność działania, elastyczność cieplną – możliwość osiągnięcia pełnego obciążenia w stosunkowo krótkim czasie, a więc możliwość ich wykorzystywania w szczytach obciążenia z uwagi na szybkie uruchomienia bloku. Niewątpliwie do zalet tego typu układów można również dodać: łatwość obsługi i automatyzacji procesów eksploatacyjnych; niskie nakłady inwestycyjne (w porównaniu z układami konwencjonalnymi), szybki czas budowy układów oraz zwięzłość zabudowy (nie wymagającej tak dużej ilości terenu pod inwestycję, jak w przypadku elektrowni konwencjonalnych).

Zalety ekologiczne turbin gazowych, stosunkowo małe koszty inwestycyjne oraz możliwości wytwarzania coraz większych mocy powodują coraz większe rozpowszechnianie się elektrowni opartych na technologii wykorzystujących właśnie turbiny gazowe.

Rozwój energetyki gazowej w obecnej strukturze jednostek wytwórczych w krajowym sektorze elektroenergetycznym umożliwił bilansowanie produkcji energii elektrycznej, a w szczególności pokrycia zapotrzebowania na energię w godzinach szczytu biorąc pod uwagę niepewność produkcji z odnawialnych źródeł energii (OZE). W Polsce eksploatowanych jest kilkanaście turbin gazowych lub układów gazowo-parowych, a dalszych kilka takich obiektów znajduje się w trakcie budowy. Rysunek 10 przedstawia obecnie eksploatowane w Polsce

elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe – stan na grudzień 2012¹⁸. W lipcu 2018 r. została uruchomiona nowa elektrociepłownia gazowo-parowa w Płocku o mocy blisko 600 MWe.



Rysunek 10. Mapa elektrowni gazowych w Polsce.

Obecnie w krajowym systemie elektroenergetycznym pracuje siedem bloków gazowo-parowych o mocach powyżej 25 MW m.in.: Elektrociepłownia Gorzów, Elektrociepłownia Rzeszów, Elektrociepłownia Lublin Wrotków, Elektrociepłownia Zielona Góra, Elektrociepłownia Nowa Sarzyna. Układy gazowo-parowe mają również zastosowanie w przemyśle, jako źródła energii na tzw. potrzeby własne, czyli zaspokajanie zapotrzebowania własnego zakładu produkcyjnego (tzw. „behind-the-meter”). Do tego typu obiektów należy m.in. elektrownia gazowa Arctic Paper Kostrzyn SA., czy elektrownie gazowo-parowe we Włocławku, czy w Płocku. Dwie ostatnie zaspakają w głównej mierze zapotrzebowanie pobliskich zakładów przemysłowych, natomiast nadwyżka mocy kierowana jest do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Niska emisja zanieczyszczeń gazowych, brak zanieczyszczeń w postaci pyłów, a także brak odpadów paleniskowych, powodują że turbiny gazowe stają się również coraz bardziej atrakcyjne do zastosowania również np. w ciepłownictwie. Myśl ta powinna być rozważona zwłaszcza w dobie zintensyfikowanej walki ze smogiem.

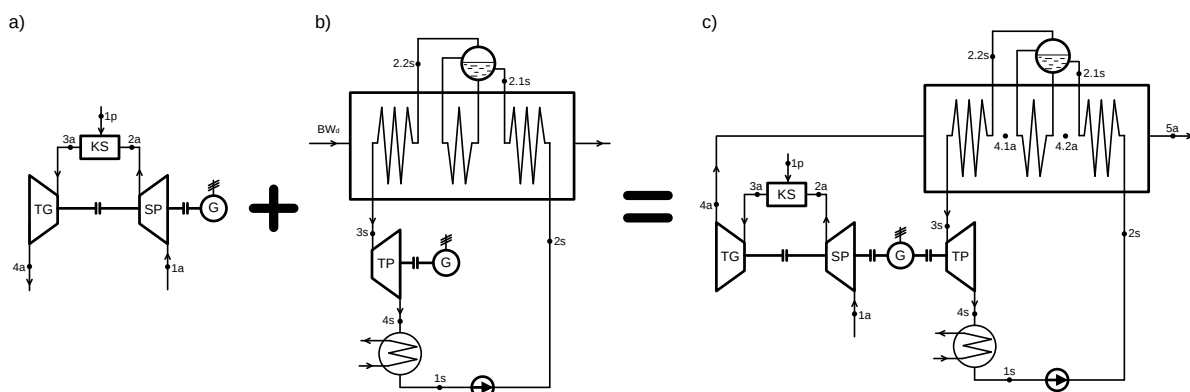
Instalacje turbin gazowych zawdzięczają rozwój swoim licznym zaletom. Należy jednak zaznaczyć, że sprawność prostych instalacji turbin gazowych nie jest zbyt wysoka (zwykle nie przekracza 40%). Z tego właśnie powodu ich zastosowanie jako autonomicznych jednostek powinno być ograniczone do układów spełniających określone funkcje specjalne jak np. układy szczytowe, napędy maszyn rolniczych itd. Z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia

¹⁸<http://weglowodory.pl/elektrownie-gazowe>[dostęp 09.11.2018]

dopiero połączenie prostego układu turbiny gazowej z konwencjonalnym układem parowym pozwala osiągnąć wymierne korzyści.

Typowy układ gazowo-parowy składa się z następujących elementów (Rys. 11):

- turbina gazowa wykorzystywana jako źródło produkcji energii elektrycznej,
- kocioł odzyskujący wykorzystujący ciepło spalin wylotowych z turbiny gazowej do produkcji pary,
- układ parowy do produkcji energii elektrycznej w układzie kondensacyjnym lub energii elektrycznej i ciepła w układzie skojarzonym.



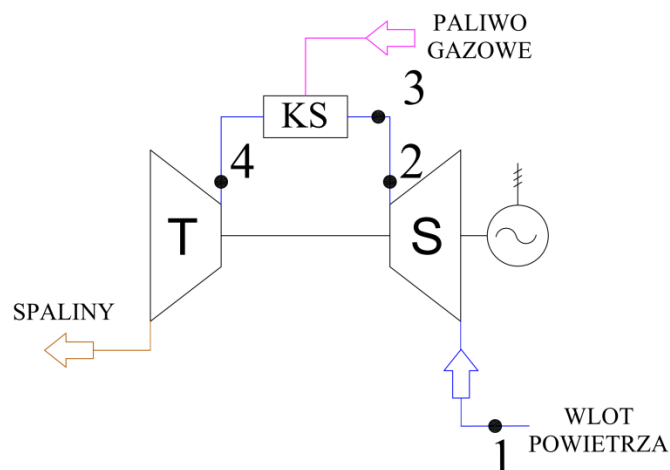
Rysunek 11. Uproszczony schemat układu gazowo-parowego: (a) schemat turbiny gazowej; (b) schemat układu parowego; (c) schemat układu gazowo-parowego¹⁹

Przedstawiony na Rys. 11 schemat układu gazowo parowego dotyczy bloku produkującego jeden rodzaj użytecznego nośnika energii tzn. energii elektrycznej. Istnieją również elektrociepłownie gazowo-parowe, które oprócz energii elektrycznej produkują ciepło do celów technologicznych bądź ciepłowniczych. Najczęściej w tym celu następuje pobór części pary z turbiny parowej, która jest kierowana do przeponowego wymiennika ciepłowniczego.

Turbina Gazowa

Turbina gazowa jest silnikiem cieplnym, która energię napędową pobiera z przepływających spalin lub innego gazu roboczego. Określenie „turbina gazowa” odnosi się do maszyny składającej się ze sprężarki i turbiny (połączonych zwykle wspólnym wałem), oraz komory spalania umieszczonej pomiędzy nimi. Rys. 12 przedstawia uproszczony schemat turbiny gazowej.

¹⁹ Kotowicz J., Stan i perspektywy rozwoju układów gazowo-parowych. Archiwum Energetyki, tom XLII (2012), nr 1, str. 23-28



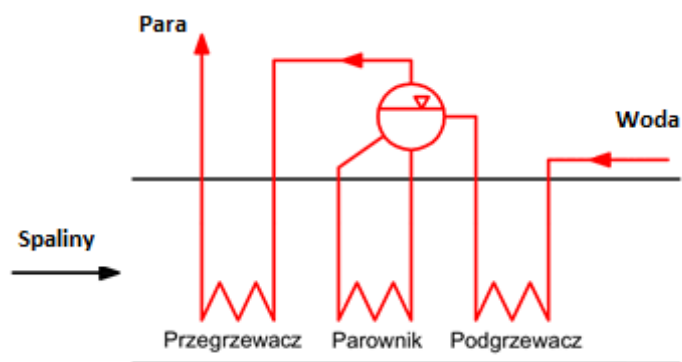
Rysunek 12. Uproszczony schemat turbiny gazowej.

Działanie układu gazowego (w najczęściej spotykanej wersji otwartej), polega na zassaniu powietrza z otoczenia, które jest sprężane w sprężarce (S). Tak sprężone powietrze jest następnie kierowane do komory spalania (KS), w którym realizowany jest proces spalania paliwa. Uzyskane gorące spaliny kierowane są do turbiny właściwej (T), gdzie rozprężają się z powrotem do ciśnienia atmosferycznego, oddając energię.

Czynnik roboczy (spaliny) po rozprężeniu w turbinie posiada jeszcze stosunkowo wysoką temperaturę (niesie więc stosunkowo dużą energię). W układach najprostszych czynnik po opuszczeniu turbiny wypuszczany jest do otoczenia, co jest przyczyną występowania stosunkowo dużej straty energii. Aby ją ograniczyć stosuje się m.in kotły odzyskowe lub inne urządzenia energetyczne, które odzyskują część energii cieplnej z wyrzucanych do otoczenia spalin.

Kocioł odzyskowy

Kolejnym elementem tworzącym układ gazowo-parowy jest kocioł odzyskowy (odzysknicowy), który ma za zadanie odbiór ciepła od gorących spalin wydalanych z turbiny gazowej (ok. 500-600°C). Rysunek 13 przedstawiają odpowiednio uproszczony schemat jednociśnieniowego kotła odzyskowego.



Rysunek 13. Uproszczony schemat jednociśnieniowego kotła odzyskowego

Czynnik roboczy – woda – wprowadzana jest do kotła odzyskowego przeciwnie do kierunku przepływu spalin i kierowana jest do trzech wymienników ciepła – pogrzewacza, parownika oraz przegrzewacza, gdzie dzięki odebranemu od spalin ciepłu następuje podgrzew wody, odparowanie, a następnie wytworzenie tzw. pary przegrzanej. Tak przygotowana para jest następnie kierowana do turbiny parowej.

Aby zmniejszyć straty energii i bardziej efektywnie wykorzystać ciepło ze spalin, zazwyczaj stosuje się dwa lub trzy obiegi parowe o różnym poziomie ciśnienia – o bardziej złożonej budowie. Każdy z nich złożony jest z podgrzewacza wody, parownika i przegrzewacza pary. Niektóre kotły odzyskowe mają również wbudowane urządzenia do usuwania tlenu, w zależności od klasy wykorzystywanej turbiny gazowej.

Układ parowy

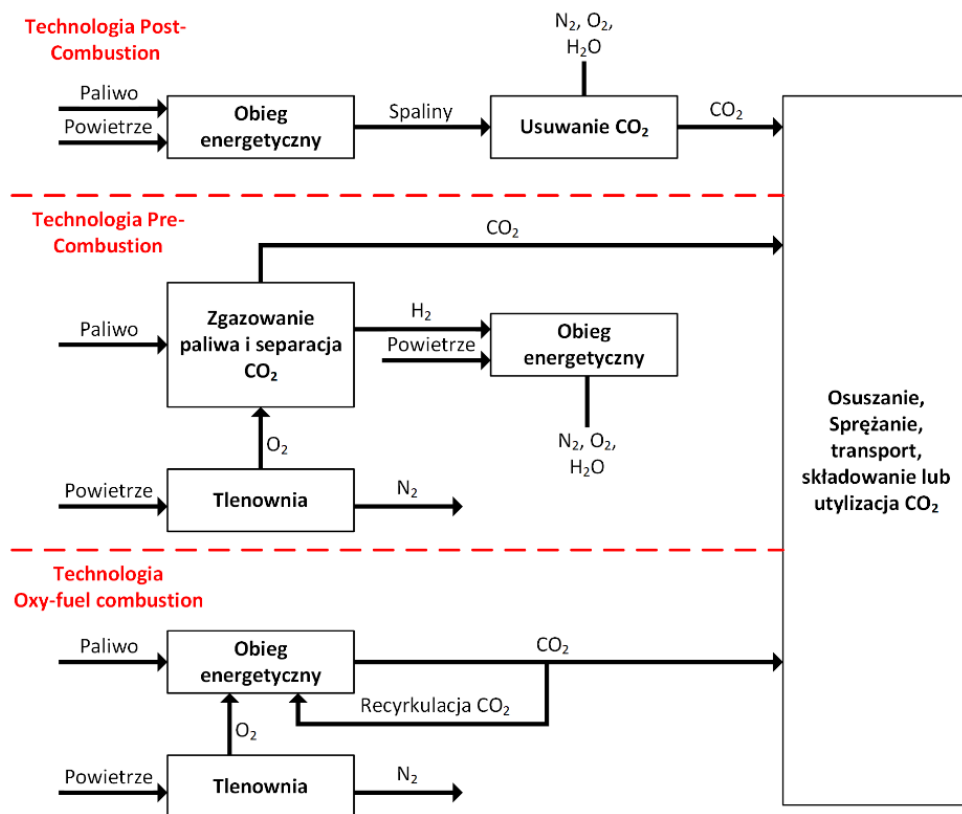
Obieg parowo-wodny w układzie gazowo-parowym definiowany jest jako zespół urządzeń produkujących energię elektryczną (i ciepło) wykorzystując do tego celu szereg przemian energetycznych, wśród których istotne znaczenie odgrywa ciepło. W przypadku układów gazowo-parowych ciepło napędowe pochodzi z kotła odzyskowego, w którym występuje proces przekazywania ciepła od gorących spalin do czynnika roboczego (woda/para). Wyprodukowana w kotle odzyskowym para przegrzana jest wykorzystywana w turbinie parowej, gdzie następuje zamiana energii cieplnej pary na energię mechaniczną odprowadzaną wałem do generatora elektrycznego, w którym zamieniana jest na energię elektryczną. Po wykonaniu pracy w turbinie parowej, para podlega kondensacji w skraplaczu a następnie za pomocą pomp recyrkulacyjnych kierowana jest ponownie do obiegu wodnego kotła odzyskowego, gdzie cykl rozpoczyna się na nowo.

2.3. Technologie wychwytu CO₂

W ostatnich latach zauważyć można wzrost zainteresowania technologiami wychwytu i składowania CO₂, jako rozwiązań przejściowych dla sektorów przemysłu charakteryzujących się wysoką emisją dwutlenku węgla. Oprócz sektora wytwarzania energii elektrycznej (i ciepła), czyli elektrowni i elektrociepłowni zawodowych, do potencjalnych odbiorców technologii wychwytu CO₂ zaliczyć można przemysł produkcji żelaza i stali oraz produkcji cementu. Jak już wspomniano, w większości przypadków, technologie CCS traktowane są jako przejściowe. Pod pojęciem tym należy rozumieć rozwiązania technologiczne mogące w krótkim czasie drastycznie zredukować emisje CO₂ z danego źródła i stanowiących rozwiązania umożliwiające dalsze wykorzystanie nieodnawialnych zasobów energetycznych (paliw kopalnych). Aplikacja technologii CCS w elektrowni może pozwolić na teoretyczne obniżenie bezpośredniej emisji CO₂ o ok. 80 do 90%. W ujęciu skumulowanym, w blokach energetycznych spalających węgiel (kamienny lub brunatny), zastosowanie technologii CCS może obniżyć emisje jednostkowe do 150 – 250 kg CO₂/MWh, przy aktualnych poziomach 900 – 1110 kgCO₂/MWh (dla elektrowni bez wychwytu CO₂). Dla bloków gazowo-parowych zastosowanie technologii CCS pozwala osiągnąć emisje jednostkowe na poziomie 50 – 100 kg CO₂/MWh.

W ramach całego łańcucha technologii CCS (lub CCUS) wyróżnić można kilka kluczowych elementów całego systemu. Są to kolejno:

- instalacja wychwytu dwutlenku węgla (np. wychwyt CO_2 ze spalin),
- instalacja przygotowania CO_2 do transportu (oczyszczanie do założonego poziomu czystości oraz sprężanie),
- transport CO_2 (rurociągi lub morski transport tankowcami),
- instalacje zatłaczania CO_2 wraz z monitoringiem (do formacji geologicznych) lub utylizacji (np. poprzez wspomagane wydobycie ropy naftowej).



Rysunek 14. Podział technologii CCS²⁰

W ramach dwóch pierwszych składowych łańcucha CCS w sektorze elektroenergetycznym wyróżnić można szereg rozwiązań technologicznych mających na celu wychwyt i przygotowanie do transportu dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych (węgla kamiennego i brunatnego lub gazu ziemnego). Zgodnie z ogólnie przyjętym podziałem wyróżnić można (zgodnie z umiejscowieniem instalacji wychwytu CO_2) następujące technologie (Rys. 14):

- wychwyt dwutlenku węgla ze spalin z tradycyjnych bloków energetycznych (tzw. technologia Post-Combustion),
- zgazowanie węgla połączone z wychwytem dwutlenku węgla (tzw. technologia Pre-Combustion),

²⁰ IPCC: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, UK, 2005.

- tlenowe spalanie węgla i wychwyt dwutlenku węgla ze spalin (tzw. technologia Oxy-Fuel Combustion).

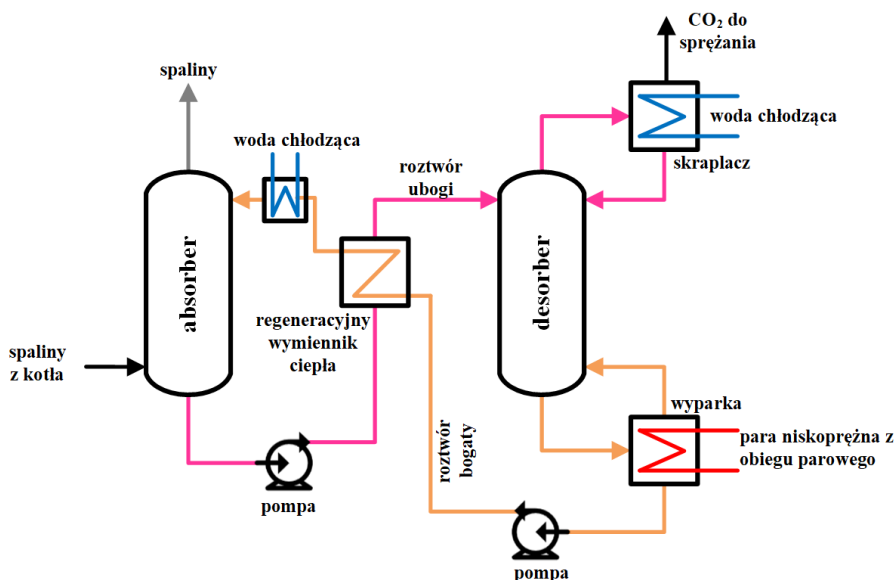
Biorąc pod uwagę charakterystykę elektrowni Bełchatów oraz poziom gotowości technologicznej poszczególnych rozwiązań, jako docelową proponuje się wykorzystanie usuwania CO₂ ze spalin (technologia Post-Combustion) z zastosowaniem absorpcji chemicznej. To właśnie absorpcja chemiczna, czyli pochłanianie gazu przez ciecz, jest najczęściej stosowaną metodą separacji CO₂ w przemyśle chemicznym. Wynika to głównie wysokiej efektywności procesu wychwytu oraz możliwość uzyskania produktu o wysokiej czystości, tym samym eliminując konieczność dalszego oczyszczania strumienia CO₂ przed transportem i składowaniem.

Zasada działania instalacji aminowej usuwania CO₂ ze spalin

Układ technologiczny instalacji aminowej separacji CO₂ składa się zasadniczo z dwóch części (Rys. 15):

- absorbera, w którym CO₂ jest wychwytywane ze spalin i wiązane chemicznie z roztworem amin;
- desorbera, w którym CO₂ jest uwalniane z roztworu amin i kierowane do instalacji sprężania.

Przed samą instalacją aminową usuwania CO₂ ze spalin konieczne jest ich oczyszczenia w tradycyjnym ciągu kondycjonowania (oczyszczania) spalin. W pierwszej kolejności konieczne jest usunięcie pyłu, który niekorzystanie wpływa na instalację aminową (osadzanie w instalacji) a następnie innych zanieczyszczeń (np. NO_x i SO_x), które z kolei niekorzystanie wpływają na trwałość i parametry samego roztworu amin²¹.



Rysunek 15. Uproszczony schemat instalacji separacji CO₂ ze spalin metodą aminową

²¹ L. Wiesław-Solny, M. Ściążko: Absorpcyjne usuwanie CO₂ ze spalin.

Podobnie jak każda inna technologia usuwania (wychwytu) CO₂ ze spalin, instalacja aminowa jest źródłem znacznego zapotrzebowania na energię. W przypadku technologii aminowej konieczne jest dostarczenie pary niskoprężnej do układu desorbera w celu regeneracji amin, czyli uwolnienia związanego CO₂. W związku z powyższym w procesie doboru instalacji aminowej do danego ciągu spalin pod uwagę bierze się takie parametry jak: zapotrzebowanie na energię do regeneracji amin, możliwy do osiągnięcia stopień wychwytu CO₂ ze spalin, zapotrzebowanie na energię elektryczną dla urządzeń pomocniczych (pomp, wentylatorów) oraz możliwą do uzyskania czystość CO₂. Kolejno dla wymienionych parametrów ich wartości kształtują się następująco:

- energia do regeneracji amin MEA: 2,4 – 4,2 GJ/tonę CO₂ (przy temperaturach rzędu 120°C - 130°C),
- stopień wychwytu CO₂: do 90%,
- zapotrzebowanie na energię elektryczną dla urządzeń pomocniczych: od 20 do 50 kWh/tonę CO₂,
- czystość CO₂: do 99%.

Źródłem energii (ciepła) do regeneracji amin w instalacjach współpracujących z blokami energetycznymi jest, w zdecydowanej większości przypadków, para niskoprężna pobierana z układu parowego. W zależności od podejścia do miejsca i sposobu poboru pary można rozróżnić dwie opcje: dedykowany upust technologiczny z ciągu turbiny parowej (zazwyczaj przy daleko idącej modernizacji lub projektowaniu nowego bloku) lub pobór pary z przelotni pomiędzy częścią średnio- a niskoprężną turbiny parowej. Należy również zaznaczyć, że oprócz pary w instalacji wychwytu CO₂ metodą aminową, potrzebna jest również woda chłodząca.

Wychwycone CO₂ kierowane jest kolejno do instalacji sprężania CO₂, która składa się zazwyczaj z kilku stopni (sprężarek) z chłodzeniem międzystopniowym, której zadaniem jest podniesienie ciśnienia do wymaganej wartości po stronie rurociągu przesyłowego. Układ sprężarek, oprócz zapotrzebowania na energię elektryczną do ich napędu, jest również źródłem dodatkowego zapotrzebowania na wodę chłodzącą (wynikającą z chłodzenia międzystopniowego CO₂ do założonej temperatury).

Wspomniany upust pary z turbiny parowej przyczynia się do ubytku mocy elektrycznej z uwagi na zmniejszenie przepływu (strumienia) pary przez ostatni stopień turbiny parowej. Dodatkowo, energia elektryczna zużywana jest w instalacjach pomocniczych układu wychwytu CO₂ oraz w instalacji sprężania, co prowadzi do znacznego zmniejszenia mocy elektrycznej netto bloku energetycznego. Spadek sprawności netto na skutek zastosowania technologii aminowej oraz instalacji sprężania CO₂ wynosi od 8 punktów procentowych do nawet 14 punktów procentowych w zależności od konfiguracji, parametrów instalacji wychwytu, ciśnienia na wylocie z instalacji sprężania oraz innych parametrów charakterystycznych dla danego bloku. Prowadzi to do konieczności zwiększenia zużycia paliwa w celu uzyskania tych samych poziomów produkcji energii elektrycznej netto. Sposobem na zmniejszenie spadku sprawności jest wykorzystanie części ciepła odpadowego z instalacji wychwytu i/lub sprężania CO₂ w regeneracji części parowej, co pozwala na zwiększenie przepływu pary przez turbinę i

zwiększenie mocy netto. Zazwyczaj wzrost sprawności na skutek integracji cieplnej wynosi od 0,2 do 1 punktu procentowego. Zastosowanie integracji cieplnej ma również inne zalety, jak np. obniżenie zapotrzebowania na wodę chłodzącą na skutek wykorzystania części ciepła odpadowego w obiegu parowym.

Mając na uwadze powyższe rozważania, należy zwrócić uwagę, że modernizacji obiektu istniejącego w kierunku technologii aminowej towarzyszyć będzie zawsze większy spadek sprawności elektrycznej netto niż w przypadku projektowania i budowy nowego bloku energetycznego zintegrowanego z instalacją wychwytu CO₂ – różnica ta wynosi zazwyczaj od 0,5 do 1,5 punktów procentowych w przypadku bloków o tych samych parametrach.

Technologia CCS na świecie i w Polsce

Technologie CCS zostały zidentyfikowane jak źródło ok. 14% redukcji globalnej emisji CO₂ na drodze do spełniania wymagań postanowienia z Paryża w sprawie powstrzymania wzrostu temperatur ponad 2°C²². Odpowiada to uruchomieniu 2,5 tysiąca instalacji CCS na świecie do 2040 roku (o łącznej wydajności ok. 3 800 milionów ton CO₂ na rok. Do końca 2018 roku w użytkowaniu ma być 21 instalacji CCS o łącznej wydajności 37 milionów ton wychwyconego CO₂ na rok, czyli tyle samo dwutlenku węgla ile wyemitowała elektrownia Bełchatów w 2013 roku.

W zakresie instalacji CCS współpracujących z blokami energetycznymi, na świecie są obecnie w eksploatacji dwie wielkoskalowe (powyżej 800 tys. ton wychwyconego CO₂ na rok) instalacje energetyczne: Boundary Dam Carbon Capture and Storage w Kanadzie (od 2014 roku) i Petra Nova Carbon Capture w USA (od 2017 roku). W obu przypadkach zastosowana została technologia post-combustion, a wychwycone CO₂ jest utylizowane w układach wspomagania wydobywania ropy naftowej. W Polsce w latach 2009 – 2013 prowadzone były prace przygotowawcze do budowy demonstracyjnej instalacji CCS w elektrowni Bełchatów (na części spalin pochodzących z kotła blok nr 14 odpowiadających mocy elektrycznej na poziomie 260 MW). Projekt obejmował zabudowanie demonstracyjnej instalacji wychwytu CO₂ z wykorzystaniem technologii aminowej, jak również budowę rurociągów przesyłowych i instalacji do składowania CO₂ w formacjach solankowych. W związku z wyborem technologii aminowej drugiej generacji przewidywane zapotrzebowanie na energię do regeneracji amin wynosiło ok. 2,2 GJ/tonę CO₂ a finalna wydajność dawała ok. 1,8 mln ton wychwyconego CO₂ na rok. W roku 2010 przeprowadzone prace związane z nadaniem blokowi nr 14 (858 MW) statusu „CCS Ready” co sprawdziło się do zaprojektowania i umiejscowienia urządzeń instalacji CCS oraz określenie punktów styku poboru i powrotu spalin i wody chłodzącej. W połowie 2011 gotowa była kompletna dokumentacja FEED²³ i planowane były kolejne kroki związane z wyborem dostawcy technologii aminowej w formule „pod klucz”. Na początku 2013 roku podjęto decyzję o zamknięciu projektu CCS w Bełchatowie, co związane było z brakiem

²² Global CCS Institute: The Global Status of CCS: 2017. www.globalccsinstitute.com

²³ Marzena Gurgul: Projekt CCS w PGE GIEK SA – cienie i blaski. Kraków, 5-6 listopada 2013 roku.

odpowiedniego zabezpieczenia finansowego inwestycji w fazie operacyjnej jak również pewne braki w krajowej legislacji dotyczące np. budowy rurociągów do transportu CO₂.

Global CCS Institute w roku 2018 opublikował raport, w którym przeanalizował gotowość poszczególnych krajów do wdrożenia technologii CCS na dużą skalę²⁴. Polska otrzymała 42 na 100 punktów i zanotowała wzrost w stosunku do roku 2015. Biorąc pod uwagę wagę technologii CCS dla krajowego otoczenia społeczno-gospodarczego, ocenionego przez Global CCS Institute na ok. 70 na 100 punktów, Polska znalazła się towarzystwie takich krajów jak Meksyk, Korea Południowa czy Brazylia. Biorąc pod uwagę poszczególne składowe wskaźniki gotowości CCS, Polska wypadła najgorzej w kwestiach polityki względem CCS (7 na 100 punktów), następnie lepiej w kwestiach prawnych i regulacyjnych (45 na 100 punktów), kończąc z przyzwoitym wskaźnikiem dla gotowości do składowania CO₂ (68 na 100 punktów).

Reasumując, dotychczasowe prace związane z przygotowaniem do demonstracji technologii CCS w elektrowni Bełchatów, pozwoliły na zidentyfikowanie wyzwań stojących przed wdrożeniem technologii wychwytu i składowania CO₂ z bloków energetycznych. Tym samym doświadczenia te mogą być dobrym punktem startowym do ponownego podjęcia tematu zabudowy technologii CCS w krajowych blokach energetycznych.

²⁴ Ian Havercroft, Christopher Consoli: THE CARBON CAPTURE AND STORAGE READINESS INDEX 2018. IS THE WORLDREADY FOR CARBONCAPTURE ANDSTORAGE?2018 THOUGHT LEADERSHIP REPORT. Global CCS Institue, 2018.

3. Analiza implementacji wybranych ścieżek redukcji CO₂ w elektrowni Bełchatów

W ramach Rozdziału 3 przedstawiono wyniki analiz energetycznych i ekonomicznych implementacji następujących ścieżek redukcji CO₂ w elektrowni Bełchatów (dla bloku referencyjnego):

- **hybrydyzacja bloków konwencjonalnych**, czyli modernizacja istniejących bloków spalających węgiel brunatny w kierunku jednostek wielopaliwowych (węglowo-gazowo-biomasowych);
- zastąpienie bloków energetycznych spalających węgiel brunatny poprzez **budowę nowych bloków gazowo-parowych** zasilanych gazem ziemnym;
- modernizacja istniejących lub budowa nowych bloków konwencjonalnych spalających węgiel brunatny z uwzględnieniem **technologii wychwytu i składowania CO₂**.

W Tabeli 2 przedstawiono o podsumowanie poszczególnych przypadków w ramach danej ścieżki.

Tabela 2. Skrócony opis analizowanych wariantów

Ścieżka	Wariant	Cechy charakterystyczne
Hybrydyzacja bloku konwencjonalnego (HYB)	Wariant węglowo-biomasowy z zastosowaniem kotła parowego na biomasę (WBp)	Dodatkowy kocioł parowy zasilany jest biomasą i pozwala na generację pary świeżej oraz wtórny przegrzew pary zawracanej z turbiny parowej przy parametrach właściwych dla podstawowego kotła węglowego.
	Wariant węglowo-gazowy z zastosowaniem turbiny gazowej oraz wymienników spalinowych dla zastąpienia regeneracji w obiegu parowo-wodnym (WGw)	Zabudowa układu turbiny gazowej z wymiennikiem spalinowym celem zastąpienia regeneracji wysoko- oraz niskoprężnej obiegu parowo-wodnego.
	Wariant węglowo-biomasowo-gazowy z zastosowaniem kotła parowego biomasowego, turbiny gazowej oraz wymienników gazowych zastępujących regenerację (WBG)	Blok hybrydowy trójpaliwowy: węglowo-biomasowo-gazowy. Wariant stanowi integrację wariantów HYB_WBp oraz HYB_WGw.
Blok gazowo-parowy (CC)		Blok energetyczny opalany węglem brunatnym zostanie w pełni zastąpiony przez układ gazowo-parowy.
Technologia wychwytu i składowania CO ₂ (CCS)	Wariant modernizacji bloku istniejącego w kierunku wychwytu CO ₂ (MOD)	Zabudowa instalacji wychwytu i sprężania CO ₂ w ramach istniejącego bloku referencyjnego.
	Budowa nowego bloku energetycznego opalanego węglem brunatnym z zastosowaniem wychwytu CO ₂ (NEW)	Budowa nowego bloku energetycznego (klasy 858 MW) ze zintegrowaną instalacją wychwytu i sprężania CO ₂ .

3.1. Implementacja wariantów ścieżki hybrydyzacji bloków energetycznych dla bloku referencyjnego elektrowni Bełchatów

Analizy różnych wariantów zabudowy instalacji do utylizacji paliw dodatkowych (biomasy lub gazu ziemnego) prowadzone były dla bloku węglowego referencyjnego przy założeniu, że pracuje on w warunkach obciążenia nominalnego. Takie założenie przyjęte dla potrzeb analiz może być uprawnione, co jest związane ze zmianą jaka zaszłaby w charakterze pracy bloku podlegającego hybrydyzacji, tj. zmniejszenie jego roli jako jednostki bilansującej system elektroenergetyczny, a tym samym praca bloku przy obciążeniu nominalnym.

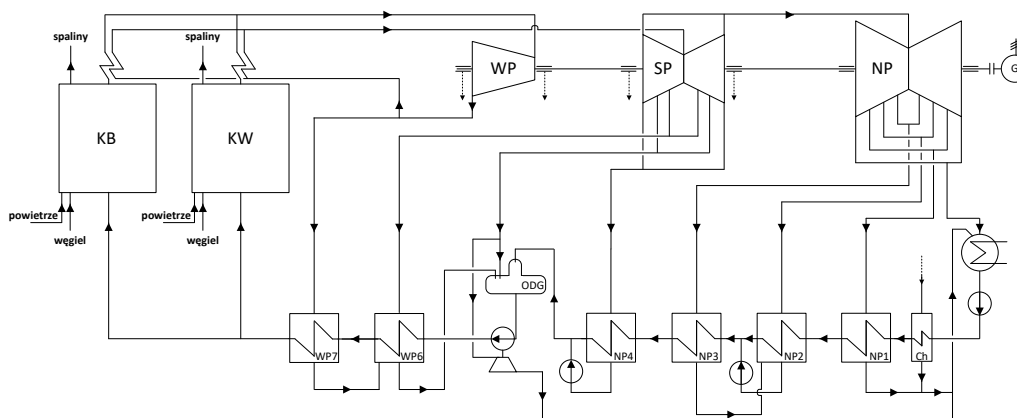
W ramach analiz, dla oceny różnych wariantów hybrydyzacji bloku klasy 370 MW posługiwano się wskaźnikami oceny termodynamicznej oraz ekologicznej. Wskaźnikiem mogącym służyć ocenie hybrydowych bloków wielopaliwowych jest tzw. sprawność marginalna, która jest miarą efektywności wykorzystania w układzie hybrydowym paliwa dodatkowego. Oceny bloku hybrydowego dokonuje się tutaj na drodze przyrównania uzyskiwanej wartości oraz wartości dla sprawności wytwarzania energii elektrycznej w technologii referencyjnej, stanowiącej najczęściej ogólnie dostępną, najlepszą technologię dla użytkowania paliwa dodatkowego. W przypadku bloków hybrydowych węglowo-biomasowych sprawnością odniesienia może być sprawność bloków parowych z nowoczesnymi kotłami parowymi zasilanymi biomasą. Z kolei w przypadku układów hybrydowych węglowo-gazowych sprawnością odniesienia powinna być sprawność nowoczesnych bloków gazowo-parowych, tj. bloków z kotłem trójciśnieniowym. Nieco inaczej oceniany może być dany wariant bloku hybrydowego z punktu widzenia inwestora – np. grupy energetycznej. W tym wypadku sprawnościami, do których przyrównuje się uzyskiwaną wartość sprawności marginalnej mogą być średnie sprawności konwersji energii chemicznej paliw, stanowiących w blokach energetycznych paliwa dodatkowe (biomasy lub gazu ziemnego), do energii elektrycznej określonej dla własnych, wykorzystywanych źródeł.

W kolejnych punktach zaprezentowano charakterystyki bloków hybrydowych utworzone na drodze nadbudowy bloku referencyjnego instalacjami utylizacji paliw dodatkowych oraz założenia jakimi posłużono się celem określenia zdefiniowanych wskaźników oceny.

Wariant węglowo-biomasowy z zastosowaniem kotła parowego na biomasę (wariant WBp)

W przypadku analizowanego wariantu założono, że dodatkowy kocioł parowy zasilany jest biomasą i pozwala na generację pary świeżej oraz wtórny przegrzew pary zawracanej z turbiny parowej przy parametrach właściwych dla podstawowego kotła węglowego. Strumienie pary świeżej oraz pary wtórnej opuszczającej dwa kotły łączą się we wspólnym kolektorze i przepływają odpowiednio do części wysoko- i średnioprężnej turbiny parowej. Maksymalna wielkość kotła na biomasę (nominalna moc) ograniczona jest minimalnym, dopuszczalnym obciążeniem kotła parowego na węgiel. Przyjęto, że obciążenie to wynosi 60% obciążenia nominalnego. Przyjęto przy tym, że sprawność kotła węglowego po ograniczeniu obciążenia nie ulega zmianie i wynosi 88%. Przyjęto sprawność kotła parowego na biomasę na poziomie 90%. Poziom taki odpowiada stanowi rozwoju nowoczesnych, dużych kotłów CFB, które w

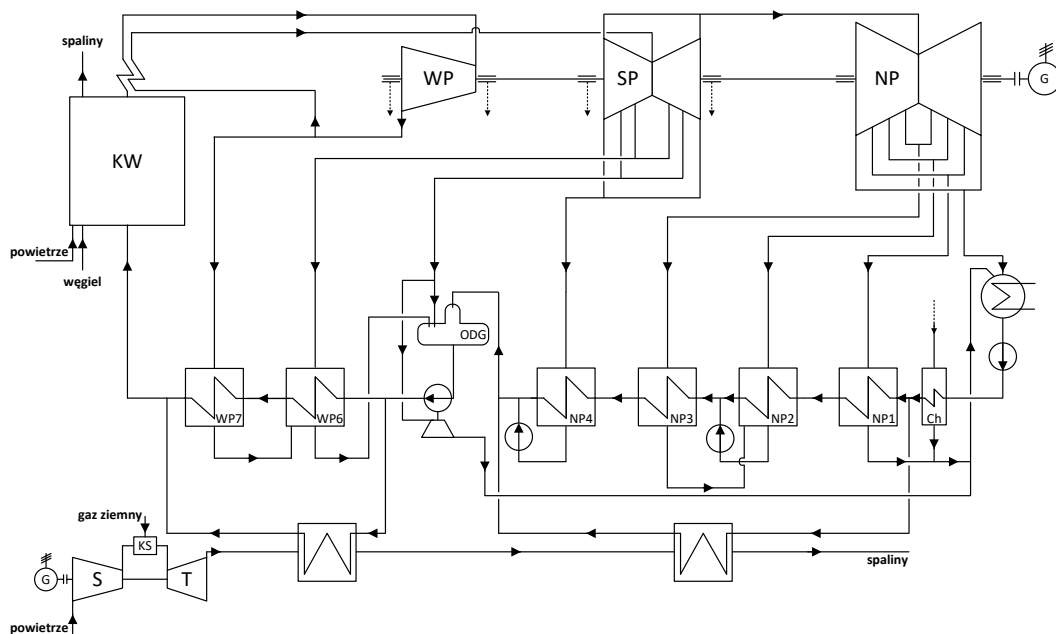
ostatnich latach istotnie zyskały na popularności. Przyjęto, iż parametry termodynamiczne czynnika obiegowego w charakterystycznych jego punktach po nadbudowie są takie same jak w układzie referencyjnym. Konsekwencją wprowadzenia takiego założenia jest brak wpływu nadbudowy bloku kotłem biomasowym na sprawność obiegu turbozespołu. Przyjęto również, że nadbudowa nie pociąga za sobą wzrostu potrzeb własnych bloku. W związku z powyższym różnice w sprawności wytwarzania energii elektrycznej netto bloku po nadbudowie mogą wynikać wyłącznie z różnicy w sprawnościach energetycznych dwóch stosowanych kotłów parowych. Schemat bloku po zabudowie kotła na biomasę przedstawiono na Rys. 16.



Rysunek 16. Schemat bloku klasy 370 MW po nadbudowie kotłem parowym na biomasę

Wariant węglowo-biomasowy z zastosowaniem turbiny gazowej oraz wymienników spalinowych dla zastąpienia regeneracji (WGw)

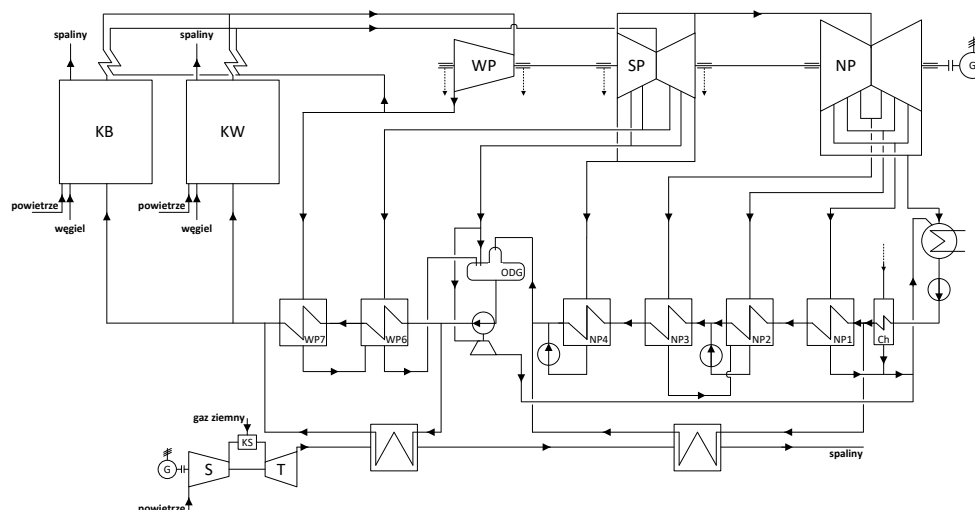
W przypadku wariantu mającego na celu wykorzystanie wysokiego potencjału termodynamicznego spalin opuszczających ekspander turbiny gazowej dla częściowego zastąpienia regeneracji przyjęto, iż stosowana turbina gazowa stanowi konstrukcję lotniczopochodną. Jest to uzasadnione wysoką sprawnością tego typu turbin przy stosunkowo niskim, wymaganym poziomie podgrzewu wody w ramach zabudowywanych wymienników spalinowych. Podobnie jak ma to miejsce w przypadku bloku Avedore 2 dla potrzeb analiz zdecydowano się na model turbiny gazowej Rolls-Royce Trent o sprawności 40,6%. Temperatura spalin opuszczających ekspander turbiny wynosi 433,1°C. Dla celów obliczeniowych dokonywano skalowania mocy turbiny gazowej w zależności od zapotrzebowania na strumień spalin wymagany dla założonego stopnia zastąpienia regeneracji wysokoprężnej, przyjętego na poziomie 50%. Stopień zastąpienia regeneracji niskoprężnej został dobrany w celu uzyskania efektywności wymiennika zastępującego regenerację niskoprężną na poziomie 90% i wyniósł 31,9%. Przyjęto, iż w ramach wymienników spalinowych woda podgrzewana jest do temperatury zgodnej z temperaturą przy której woda opuszcza zastępowane wymienniki regeneracyjne. Schemat bloku według wariantu WGw pokazano na Rys. 17.



Rysunek 17. Schemat bloku klasy 370 MW po nadbudowie turbina gazową oraz wymiennikami spalinowymi zastępującymi regenerację (wariant WGW)

Wariant węglowo-biomasowo-gazowy z zastosowaniem kotła parowego biomasowego, turbiny gazowej oraz wymienników gazowych zastępujących regenerację (wariant WBG)

Ostatnim analizowanym wariantem był blok hybrydowy trójpaliwowy węglowo-biomasowo-gazowy. Wariant stanowi integrację wariantów WBp oraz WGW. Schemat dla zabudowy instalacji utylizacji paliw dodatkowych przedstawiono na Rys. 18. Zastosowane rozwiązanie jest tutaj typowe dla struktury układu bloku Avedore 2. Dodatkowy kocioł parowy na biomasę współpracuje w układzie równoległym z podstawowym kotłem parowym, umożliwiając tym samym obniżenie jego wydajności przy zachowaniu nominalnego strumienia pary kierowanej do turbiny parowej. W układzie zabudowana jest również turbina gazowa lotniczopochodna oraz dwa dodatkowe wymienniki spalinowe zasilane spalinami opuszczającymi ekspander turbiny gazowej. Spaliny zasilają w pierwszej kolejności wymiennik spalinowy zastępujący częściowo regenerację wysokoprężną, a następnie wymiennik spalinowy zastępujący częściowo regenerację niskoprężną. Przyjęto rozwiązanie części gazowej zakładając wskaźnik zastąpienia regeneracji wysokoprężnej na poziomie 50%, który zgodnie z metodologią zastosowaną przy analizie wariantu WGW, wykorzystaną przy doborze maszyn i urządzeń, wymaga zastosowania turbiny gazowej o mocy 157,11 MW oraz wymiennika spalinowego zastępującego regenerację niskoprężną, przy wskaźniku zastąpienia ok 32%.



Rysunek 18. Schemat bloku klasy 370 MW po nadbudowie kotłem parowym biomasowym oraz zespołem turbiny gazowej z wymiennikami spalinowymi zastępującymi regenerację wysoko- oraz niskoprężną (wariant WBG)

Wyniki analizy energetycznej analizowanych wariantów ścieżki hybrydyzacji bloku referencyjnego

Do analiz wybrano następujące przypadki układów hybrydowych:

- wariant WBp dla udziału kotła biomasowego w całkowitej produkcji pary na poziomie 40% – przyjęta moc cieplna kotła parowego na biomasę umożliwia istotne ograniczenie emisji dwutlenku węgla; zastosowanie dodatkowego kotła parowego o dużej mocy umożliwia dużą elastyczną paliwową oraz dużą elastyczność w zakresie ograniczania obciążeń bloku poniżej aktualnego minimum technicznego; jest to wielka zaleta tzw. duo-bloków, do których analizowany przypadek się zalicza; sprawność marginalna wyniosła 42,24%, co uznać należy za wartość wysoką;
- warianty WGw – zastąpienie regeneracji parowej na poziomie 50% – moc turbiny gazowej wynosi 157,1 MW; w aspekcie stosunkowo niskich nakładów inwestycyjnych jako korzystną uznać należy uzyskaną wartość sprawności marginalnej, tj. 47,12%; w przypadku zastąpienia regeneracji wysokoprężnej przyrost mocy efektywnej turboszespołu parowego jest wysoki, ale akceptowalny z punktu widzenia ryzyka zajścia niekorzystnych zmian wskaźników stanu mechanicznego i dynamicznego (względny przyrost mocy nie przekracza 10%²⁵),
- wariant WBG dla udziału kotła biomasowego w całkowitej produkcji pary na poziomie 40% – mamy tutaj do czynienia z najistotniejszym ograniczeniem emisji CO₂ w ujęciu względnym (wskaźnik emisji wynosi 577,9 kgCO₂/MWh); adaptacja koncepcji, podobnie jak w przypadku wariantu WBp pozwolić może na istotne polepszenie elastyczności bloku w zakresie zmiennego obciążenia; wysokie udziały trzech paliw w generacji energii elektrycznej (w: 37,7%, b: 28,3%, g: 34,0%) czynią układ bardzo elastycznym w dobie dynamicznie zmieniających się cen paliw oraz w aspekcie dywersyfikacji pierwotnych źródeł energii.

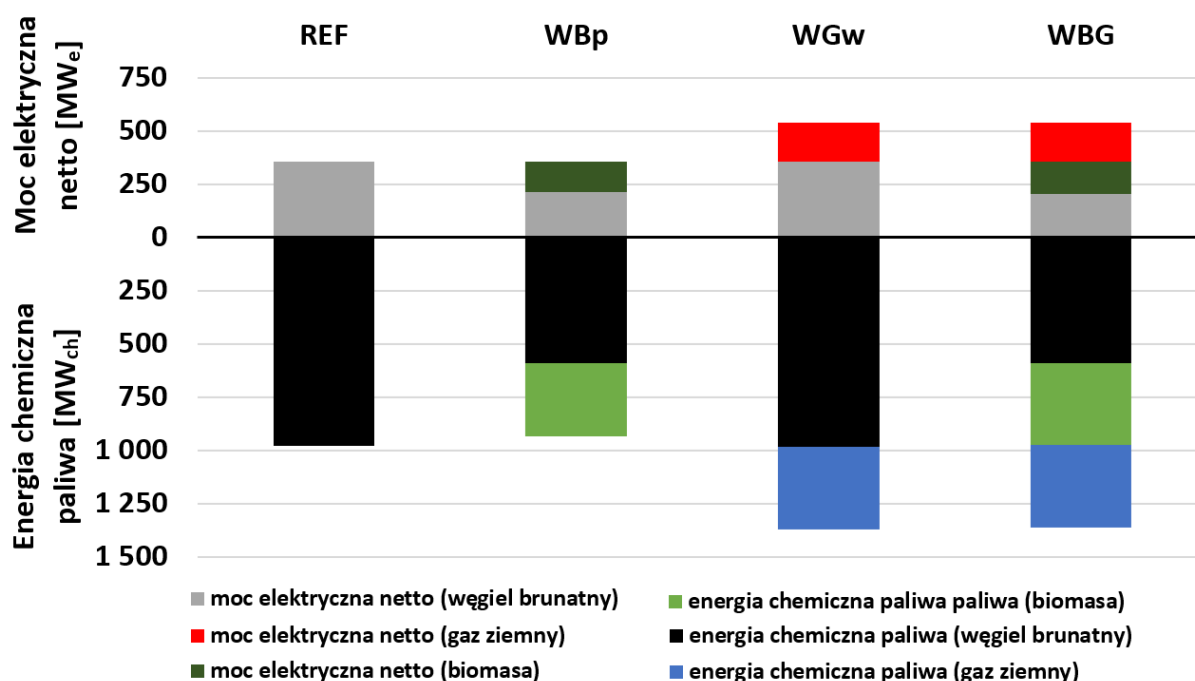
²⁵ Folwarczny C., Kępska M., Ocena wskaźników techniczno-ekonomicznych prototypowej turbiny o mocy 360 MW. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Energetyka z. 83, 1983.

Inne, najważniejsze rezultaty w zakresie wskaźników termodynamicznych oraz ekologicznych dla analizowanych wariantów hybrydyzacji zestawiono w Tabeli 3 i Rys. 19.

Tabela 3. Zestawienie wyników analizy energetycznej i ekologicznej dla HYB

Wariant	Moce elektryczne		Sprawności energetyczna		Emisja jednostkowa CO ₂
	brutto	netto	brutto	netto	bezpośrednia netto ²⁶
WBp	365,0 MW	355,6 MW	39,12%	36,61%	654,8 kg CO ₂ /MWh
WGw	565,9 MW	538,8 MW	41,33%	39,35%	866,8kg CO ₂ /MWh
WBG	565,9 MW	538,8 MW	41,59%	39,61%	577,9kg CO ₂ /MWh

W przypadku porównania z blokiem referencyjnym zauważyć można wzrost mocy elektrycznej netto (z ok. 355 MW) dla każdego z wariantów, w tym dla wariantów WGw i WBG jest to przyrost znaczny wynikający z dołożenia układu turbiny gazowej. Również dla tych dwóch wariantów zauważyć można znaczący wzrost sprawności energetycznej netto (ponad 3 punkty procentowe). Zastosowanie paliw o niższej jednostkowej emisji CO₂ (gaz ziemny) lub braku tej emisji (z punktu widzenia globalnego bilansu CO₂ – biomasa) prowadzi do obniżenia wskaźnika jednostkowej emisji CO₂ od ok. 20% do 47% w zależności od wariantu hybrydyzacji.



Rysunek 19. Bilans mocy elektrycznej netto i energii chemicznej paliwa z podziałem na źródło pochodzenia dla analizowanych wariantów oraz bloku referencyjnego (REF)

Dane do analizy ekonomicznych dla analizowanych wariantów ścieżki technologicznej związanej z hybrydyzacją bloków energetycznych

Przy założonym rocznym wskaźniku wykorzystania mocy znamionowej, dającym 7 000 h na rok pracy bloku energetycznego z mocą znamionową po modernizacji (hybrydyzacji),

²⁶Nie uwzględniono emisji CO₂ pochodzących ze spalania biomasy; w odniesieniu do MWh netto.

otrzymano roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne pracy bloku w analizowanych wariantach (Tabela 4).

Tabela 4. Roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne w ścieżce HYB

Wariant	Roczna produkcja energii elektrycznej netto [MWh/rok]		Roczne zużycie energii chemicznej paliwa [GJ/rok]			Roczna emisja CO ₂ [ton CO ₂ /rok]
	całkowita	w tym z biomasy	węgiel brunatny	biomasa	gaz ziemny	bez biomasy
WBp	2489087	995635	14 817 669	8 693 033	0	1629944
WGw	3 771927	0	24 764 933	0	9 740 415	3 269606
WBG	3771927	1068868	14 858 960	9 685 840	9 740 415	2 179949

W oparciu o parametry znamionowe maszyn i urządzeń niezbędnych do danej modernizacji wyznaczono ich koszt zakupu zgodnie z metodą wskaźnikową²⁷. Całkowite nakłady inwestycyjne zawierają koszty maszyn i urządzeń oraz koszty dodatkowe (stanowiące dodatkowe 80% koszty zakupu maszyn i urządzeń). Do aktualizacji nakładów inwestycyjnych na rok rozpoczęcia budowy przyjęto wskaźnik European Power Capital Costs Index (EPCCI)²⁸ wraz z aproksymacją do roku 2018. Pozapaliwowe koszty operacyjne wyznaczono przy założeniu, że wynoszą one rocznie 3,5% kosztu zakupu maszyn i urządzeń wchodzących w skład danego wariantu modernizacji. Wszystkie te dane zestawiono w Tabeli 5.

Tabela 5. Nakłady inwestycyjne i pozapaliwowe koszty operacyjne dla HYB

Wariant	CAPEX	OPEX (pozapaliwowy)
	PLN ₂₀₁₈	PLN ₂₀₁₈ /rok
WBp	642 556 029	12 494 145
WGw	533 816 138	10 379 758
WBG	1 177 948 458	22 904 553

3.2. Implementacja ścieżki budowy nowego układu elektrowni gazowo-parowej

Analiza zastosowania układów gazowo-parowych jako jednej z wybranych ścieżek redukcji CO₂ w Elektrowni Bełchatów opiera się na założeniu, iż obecny, uwzględniony w analizie referencyjny blok energetyczny opalany węglem brunatnym zostanie w pełni zastąpiony przez układ gazowo-parowy. Przedstawiona analiza posiada charakter wskaźnikowy i została opracowana w oparciu o dostępne dane literaturowe.

²⁷ Kalina J., Analiza i optymalizacja układów technologicznych energetyki rozproszonej zintegrowanych z termicznym zgazowaniem biomasy. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2013.

²⁸ <https://ihsmarkit.com/Info/cera/ihsindexes/index.html> [dostęp 09.11.2018]

Za referencyjny blok gazowo-parowy przyjęto układ 9F.03 GasTurbine (50 Hz), który jest oferowany komercyjnie przez firmę General Electric (GE)^{29,30}. Tabela 6 przedstawia najważniejsze parametry układu 9F.03 firmy GE.

Tabela 6. Parametry techniczne referencyjnego bloku gazowo-parowego 9F.03

Parametr	Wartość
Konfiguracja bloku	1 TG x 1 TP
Moc znamionowa netto	409 MW
Moc znamionowa brutto	414,2 MW
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa niezbędnej do wytworzenia 1 kWh energii elektrycznej	6111 kJ / kWh
Sprawność produkcji energii elektrycznej netto	58,9%
Sprawność produkcji energii elektrycznej brutto	59,6%
Typ zastosowanego kotła odzyskowego	trójprężny
Parametry pary świeżej wysokoprężnej	582°C/165 bar
Temperatura pary wtórnie przegrzanej	568°C
Czas rozruchu	30 minut

Dla powyższych danych określić można jednostkowy wskaźnik emisji CO₂, który w analizowanym przypadku wynosi 342,9 kg CO₂/MWh, co daje ok. 70% jednostkową redukcję emisji CO₂ w stosunku do referencyjnego bloku opalanego węglem brunatnym.

Dane do analizy ekonomicznej dla ścieżki technologicznej związanej z budową nowego bloku gazowo-parowego

Koszt inwestycji budowy układu gazowo-parowego został oszacowany w oparciu o dostępne dane literaturowe^{31,32,33,34,35,36,37}. Do aktualizacji nakładów inwestycyjnych na rok rozpoczęcia budowy przyjęto wskaźnik European Power Capital Costs Index (EPCCI) wraz z aproksymacją do roku 2018. Zestawienie kosztów CAPEX zamieszczono w Tabeli 7. Przytoczne dane pochodzą głównie ze Stanów Zjednoczonych, niemniej jednak w przypadku porównania z blokami w Europie otrzymać można wartości zbliżone.

²⁹<https://www.ge.com/power/gas/gas-turbines/9f-03> [dostęp 09.11.2018]

³⁰<https://www.powerengineeringint.com/content/dam/pei/print-articles/2013/04/gas-steam-specs.pdf> [dostęp 09.11.2018]

³¹ Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, EIA, U.S. Energy Information Administration, November 2016

³² Cost and Performance Data For Power Generation Technologies, Black&Veatch, February 2012

³³ Paul Breeze, The Cost Of Power Generation-The current and future competitiveness of renewable and traditional technologies, Business Insights Ltd, 2010

³⁴ Victor deBiasi, Combined cycle heat rates at simple cycle \$/kW plant costs

³⁵ Leigh Fisher Ltd Final Report: Electricity Generation Costs and Hurdle Rates, August 2016

³⁶<https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Coal/energy%20systems/turbines/handbook/1-1.pdf> [dostęp 09.11.2018]

³⁷ Capital Cost Review of Power Generation, Technologies Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies. Prepared for the Western Electric Coordinating Council 155 North 400 West, Suite 200 Salt Lake City, Utah 84103-1114. March 2014

Tabela 7. Zastawie kosztów CAPEX budowy bloku gazowo-parowego z literatury wraz z przeliczenie na CAPEX dla bloku gazowo-parowego o mocy 409 MWe.

Źródło literatury	CAPEX	
	[\$/kW]	PLN ₂₀₁₈
APS IRP	884	1 390 584 208
EIA	1016	1 598 228 004
Idaho Power IRP	1313	2 065 426 545
Lazard	1185	1 864 074 985
PacifiCorp IRP	1145	1 801 152 623
PGE IRP	1363	2 144 079 498
Xcel IRP	1018	1 601 374 122

Do analiz przyjęto wartość średnią z dostępnych danych i ostatecznie przyjęto nakład inwestycyjny na budowę bloku gazowo-parowego o mocy netto 409 MWe na poziomie ok. **1,78 mld złotych**. Pozapaliwowe koszty operacyjne (OPEX_{pp}) przyjęto na podstawie dostępnych danych literaturowych w wysokości **20,3 mln złotych rocznie**. Przy założonym rocznym wskaźniku wykorzystania mocy znamionowej, dającym 7000 h w ciągu roku pracy bloku gazowo-parowego przy parametrach nominalnych, otrzymano roczne wskaźniki energetyczne i środowiskowe (Tabela 8).

Tabela 8. Roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne w ścieżce CC

Ścieżka	Roczna produkcja e.e. netto	Roczne zużycie gazu ziemnego		Roczna emisja CO ₂
	[MWh/rok]	[GJ/rok]	[Nm ³ /rok]	[ton CO ₂ /rok]
CC	2 863 000	17 498 812	493 487 611	982 805

3.3. Implementacja wariantów ścieżki wychwytu CO₂ z bloków energetycznych

W ramach ścieżki technologicznej związanej z wdrożeniem technologii wychwytu CO₂ analizie poddano dwa warianty:

- wariant modernizacji bloku referencyjnego w kierunku wychwytu CO₂ (MOD),
- budowa nowego bloku energetycznego opalanego węglem brunatnym z zastosowaniem wychwytu CO₂ (NEW) w oparciu o parametry bloku 858 MW z elektrowni Bełchatów.

Analiza ma charakter współczynnikowy i została wykonana z wykorzystaniem metodologii opisanej w literaturze³⁸. Kluczowym aspektem związanym z zastosowaniem technologii wychwytu CO₂ metodą aminową jest dobór parametrów instalacji usuwania CO₂ ze spalin. W oparciu o dostępną literaturę wytypowano zestaw parametrów kluczowych dla pracy instalacji (Tabela 9). Uzyskane wyniki analiz energetycznych zostały porównane z ogólnodostępnymi

³⁸HayatoHagi, Thibaut Neveux, Yann Le Moullec. Efficiency evaluation procedure of coal-fired power plants with CO₂ capture, cogeneration and hybridization. Energy, Elsevier, 2015, 91, pp.306-323. <10.1016/j.energy.2015.08.038>. <hal-01831812>

wynikami innych opracowań oraz studiów przypadków dla zastosowania technologii wychwytu CO₂ w blokach węglowych.

Tabela 9. Podstawowe dane do instalacji wychwytu i sprężania CO₂

Parametr	Wartość
Stopień wychwytu CO₂ ze spalin	90%
Czystość wychwyconego CO ₂	min. 98%
Jednostkowe zapotrzebowanie na energię do regeneracji amin	2,9 GJ/tonę CO₂
Temperatura pary do regeneracji amin	120°C
Minimalna różnica temperatur w wymiennikach ciepła	10 K
Ciśnienie CO ₂ na wyjściu z instalacji wychwytu CO ₂	1,85 bar
Ciśnienie CO₂ po sprężeniu (do transportu)	110 bar

W obu wariantach modernizacji założono, że blok będzie pracował pod obciążeniem nominalnym. Takie założenie przyjęte dla potrzeb analiz może być uprawnione, co jest związane ze zmianą jaka zaszłaby w charakterze pracy bloku podlegającego modernizacji, tj. zmniejszenie jego roli jako jednostki bilansującej system elektroenergetyczny, a tym samym praca bloku przy obciążeniu nominalnym.

Należy zaznaczyć, że z uwagi na złożoność samego procesu wychwytu CO₂, zagadnień integracji technologicznej oraz wskaźnikowy charakter analizy, otrzymane wyniki mogą znacząco odbiegać o rzeczywiste wartości. Analiza uwzględniająca modelowanie procesowe z wykorzystaniem narzędzi komercyjnych pozwoliłaby na bardziej szczegółową ocenę implementacji ścieżki wychwytu CO₂. Niemniej jednak, przedstawione wyniki o charakterze ogólnym mogą stanowić próbę porównania pomiędzy różnymi ścieżkami redukcji emisji CO₂.

Modernizacja bloku referencyjnego do wychwytu i sprężania CO₂

W przypadku modernizacji bloku referencyjnego do wychwytu i sprężania CO₂ założono, że należy minimalizować stopień złożoności niezbędnych zmian technologicznych. Tym samym założono pobór pary z przelotni pomiędzy częścią średnio- a niskoprężną turbiny parowej, która, po dławieniu do wymaganych przez instalację separacji CO₂ parametrów, kierowana jest to regeneracji amin. Założono brak możliwości integracji cieplnej pomiędzy instalacją wychwytu CO₂ oraz instalacją sprężania CO₂, a układem regeneracji w części parowej bloku. Zaproponowane podejście pozwala na minimalną ingerencję w strukturę technologiczną istniejącego bloku energetycznego.

Budowa nowego bloku energetycznego zintegrowanego z instalacją wychwytu i sprężania CO₂

Jako alternatywę zastosowania technologii wychwytu i sprężania CO₂ do rozwiązania modernizacyjnego zaproponowano budowę nowego bloku energetycznego zintegrowanego z instalacją wychwytu CO₂. W ramach analizy założono wykorzystanie tej samej instalacji wychwytu, ale przewidziano możliwość integracji cieplnej w ramach bloku energetycznego. Chodzi tutaj przede wszystkim o wykorzystanie ciepła odpadowego z chłodzenia międzystopniowego sprężarek CO₂ do zastąpienia części regeneracji niskoprężnej w obiegu parowym. Ponadto przewiduje się zabudowanie dodatkowej turbiny rozprężnej pary pobieranej z przelotni między częścią średnio- a niskoprężną, która po rozprężeniu do

odpowiednich parametrów kierowana jest do instalacji wychwytu CO₂. Dzięki daleko idącej integracji oraz wyższym parametrom bloku będącego przedmiotem adaptacji (blok klasy 858 MW) pozwala na osiągnięcie wyższych sprawności energetycznych netto przy niższym spadku tejże sprawności w stosunku do odpowiadających bloków bez wychwytu CO₂.

Wyniki analizy energetycznej analizowanych wariantów ścieżki wychwytu CO₂

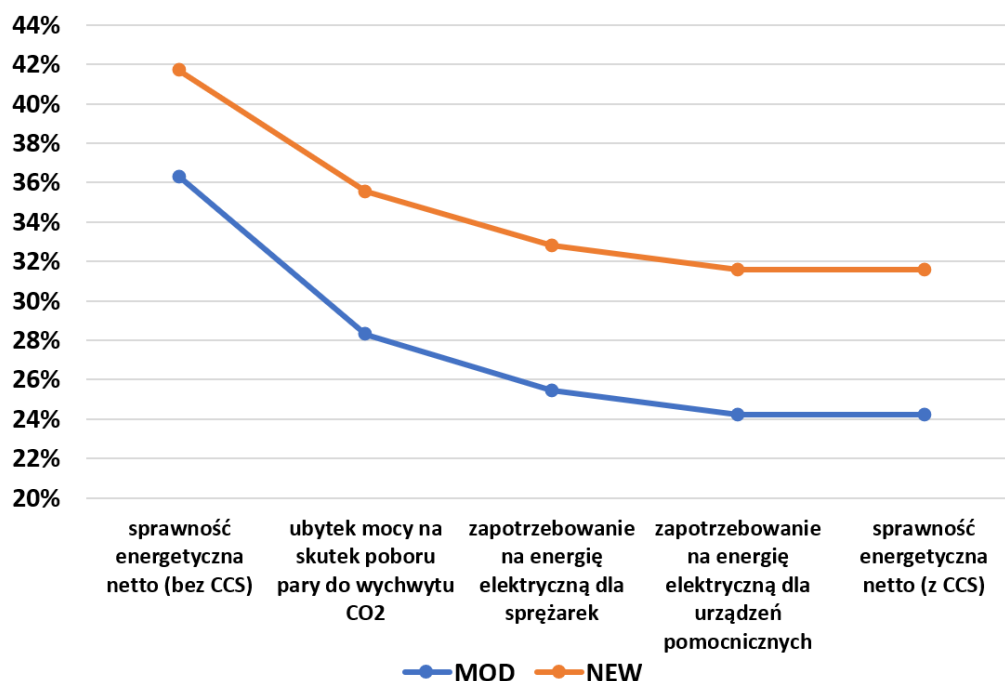
Przypadki wybrane do dalszych analiz ekonomicznych dotyczyły wyłącznie wybranych wariantów dla przyjętych wskaźników charakteryzujących pracę instalacji wychwytu CO₂. Najważniejsze rezultaty w zakresie wskaźników termodynamicznych oraz środowiskowych dla analizowanych wariantów CCS zestawiono w Tabeli 10 i Rys. 20.

Tabela 10. Zestawienie wyników analizy energetycznej i ekologicznej dla CCS

Wariant	Moc elektryczna	Sprawności energetyczna	Spadek sprawności na skutek zastosowania CCS	Emisja jednostkowa CO ₂
	netto	netto	netto	bezpośrednia netto
MOD	237,3 MW	24,22%	12,07 punktu procentowego	163,5 kg CO ₂ /MWh
NEW	607,8 MW	31,60%	10,10 punktu procentowego	125,3 kg CO ₂ /MWh

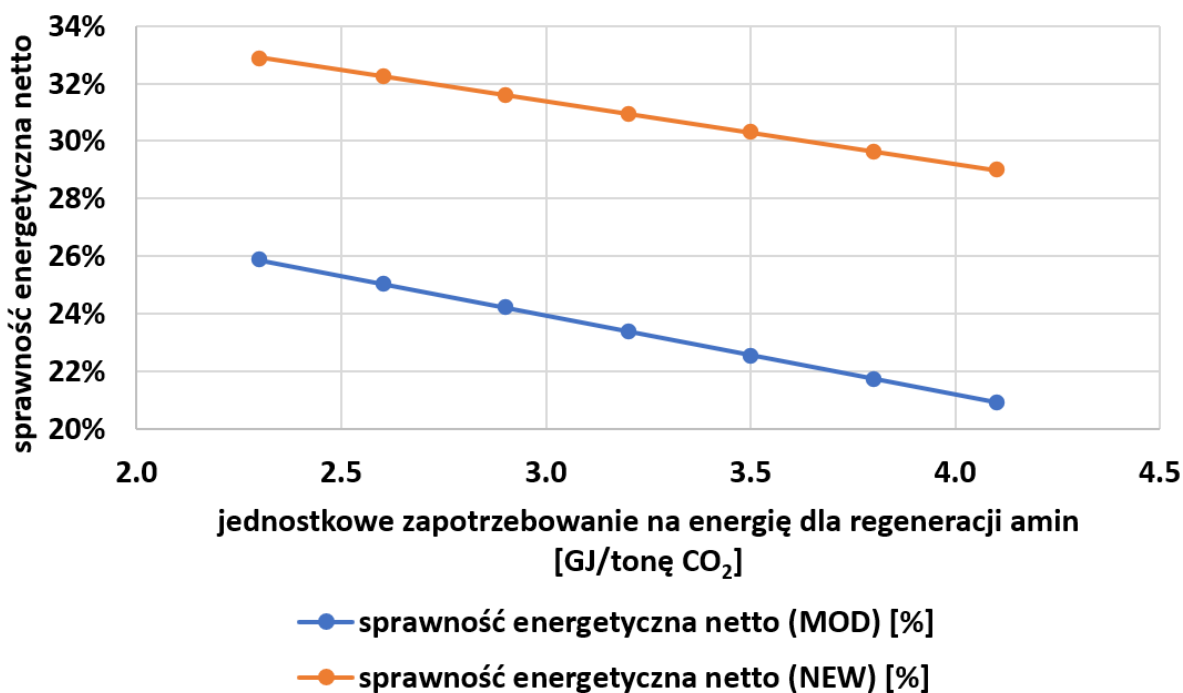
Kolejno dla analizowanych wariantów zauważyć można:

- wariant MOD (układ referencyjny REF 370 MW) – spadek mocy netto bloku energetycznego po modernizacji wynosi 118,25 MW, co przy takim samym strumieniu paliwa, przekłada się na sprawność energetyczną netto na poziomie 24,22%; kluczową składową mającą wpływ na wskaźniki netto jest ubytek mocy na skutek poboru pary do regeneracji (odpowiada za prawie 8 punktów procentowych spadku sprawności); modernizacja według przyjętych rozwiązań technicznych nie obejmuje integracji cieplnej pomiędzy instalacją separacji i sprężania CO₂ a obiegiem parowym; wiąże się to z niższą finalną sprawnością energetyczną netto, natomiast jest możliwie jak najmniej inwazyjne w strukturę bloku istniejącego;
- wariant NEW(układ referencyjny REF 858 MW) –w analizowanym wariantcie założono, że zostanie wybudowany nowy blok energetyczny spalający węgiel brunatny, natomiast już na etapie projektowania uwzględnione zostaną kwestie związane z integracją układu wychwytu i sprężania CO₂ z obiegiem parowym; dzięki takiemu podejściu spadek sprawności energetycznej netto na skutek zastosowania technologii CCS wynosi 10,1 punkt procentowy, co daje finalnie sprawność energetyczną netto wariantu NEW na poziomie 31,6%; wartość ta jest znacząco wyższa niż w przypadku modernizacji, co wynika kolejno z: (a) wyższej sprawności energetycznej netto bloku referencyjnego poddawanego modernizacji wynoszącej 41,7% oraz (b) zastosowaniu rozwiązań technologicznych pozwalających zmniejszyć energochłonność procesu wychwytu i sprężania CO₂ jak np. zastosowanie dodatkowej turbiny parowej lub wykorzystania odpadowego ciepła z chłodzenia międzystopniowego sprężarek CO₂.



Rysunek 20. Spadek sprawności netto na skutek zastosowania technologii wychwytu i sprężania CO₂

Na Rys. 21 przedstawiono wyniki analizy wpływu wskaźnika jednostkowego zapotrzebowania na energię dla regeneracji amin w funkcji sprawności energetycznych netto bloków energetycznych w obu wariantach. Obniżenie wskaźnika do wartości 2,3 GJ/tonę CO₂ pozwala na wzrost sprawności energetycznej netto o ok. 1,6 punktu procentowego dla wariantu modernizacji i ok. 1,3 punktu procentowego dla wariantu budowy nowego bloku zintegrowanego.



Rysunek 21. Wpływ jednostkowego wskaźnika zapotrzebowania na energię dla regeneracji amin w funkcji sprawności energetycznych netto

W przypadku obu wariantów uzyskano bardzo niskie jednostkowe emisje CO₂ na MWh produkcji energii elektrycznej netto (odpowiednio MOD: 163,5 kg CO₂/MWh i NEW: 125,3 kg CO₂/MWh). Dla wariantu budowy nowego bloku energetycznego (o parametrach jak blok 858 MW w Bełchatowie) zintegrowanego z instalacją wychwytu i sprężania CO₂, przy tej samym poziomie wychwytu dwutlenku węgla ze spalin (90%) niższe wartości wskaźnika jednostkowego emisji wynikają z wyższej sprawności energetycznej netto. Należy również zauważyć, że sam blok klasy 858 MW, w stosunku do bloku referencyjnego 370 MW (w obu przypadkach bez CCS), charakteryzuje się niższymi wskaźnikami emisji jednostkowej CO₂ o ponad 10% (ok. 950 kg CO₂/MWh netto).

Dane do analiz ekonomicznych dla analizowanych wariantów ścieżki technologicznej związanej z wychwytem i składowaniem CO₂

Przy założonym rocznym wskaźniku wykorzystania mocy znamionowej, dającym 7000 h pracy bloku energetycznego (w obu wariantach), otrzymano roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne pracy bloku w analizowanych wariantach (Tabela 11).

Tabela 11. Roczne wskaźniki energetyczne i ekologiczne w ścieżce CCS

Wariant	Roczna produkcja energii elektrycznej netto	Roczne zużycie węgla brunatnego	Roczna emisja CO ₂ do otoczenia	Roczna ilość CO ₂ do składowania
	[MWh/rok]	[GJ/rok]	[ton CO ₂ /rok]	[ton CO ₂ /rok]
MOD	1 661 304	6 860 000	271 656	2 444 904
NEW	4 254 827	13 466 691	533 281	4 799 529

Nakłady inwestycji na modernizację oraz budowę nowego bloku zintegrowanego oraz towarzyszące im operacyjne koszty pozapaliwowe (OPEX_{pp}) zostały oszacowane w oparciu o dostępne dane literaturowe^{39,40,41,42,43}. Do aktualizacji nakładów inwestycyjnych na rok rozpoczęcia budowy przyjęto wskaźnik European Power Capital Costs Index (EPCCI) wraz z aproksymacją do roku 2018. Zestawienie kosztów CAPEX i OPEX_{pp} zamieszczono w Tabeli 12. Należy tutaj zaznaczyć, że aktualnie brak jest ofert komercyjnych na budowę układów z CCS, stąd też podobnie jak w przypadku przewidywania kluczowych parametrów wpływających na sprawności energetyczne, szacowanie nakładów inwestycyjnych układów wytwórczych jest obarczone dużą niepewnością. Dotyczy to szczególnie modernizacji, gdyż nakład inwestycyjny

³⁹ Technologia wychwytywania i geologicznego składowania dwutlenku węgla (CCS) sposobem na złagodzenie zmian klimatu. Raport przygotowany na zlecenie Polskiej Konfederacji Pracodawców Prywatnych Lewiatan przy wsparciu funduszu brytyjskiego Ministerstwa Spraw Zagranicznych (Foreign & Commonwealth Office) - Strategic Programme Fund Low Carbon High Growth - promującego gospodarkę niskoemisyjną. Warszawa, listopad 2010

⁴⁰ Ready for CCS retrofit. The potential for equipping China's existing coal fleet with carbon capture and storage. International Energy Agency 2016.

⁴¹ Global CCS Institute. GLOBAL COSTS OF CARBON CAPTURE AND STORAGE - 2017 Update. Lawrence Irlam, Senior Adviser Policy & Economics, Asia-Pacific Region, June 2017

⁴² Integrated Environmental Control Model. <https://www.cmu.edu/epp/iecm/> [dostęp 09.11.2018]

⁴³ DOE NETL Baseline Studies for Low Rank Coal to Electricity. <https://www.netl.doe.gov/research/energy-analysis/baseline-studies> [dostęp 09.11.2018]

zależać będzie w dużej mierze od aktualnego stanu technicznego maszyn i urządzeń oraz możliwości (i towarzyszących kosztów) ingerencji w istniejącą strukturę.

Tabela 12. CAPEX i OPEX_{pp} dla analizowanych wariantów w ścieżce CCS – dane literaturowe

Wariant	CAPEX		OPEX _{pp}	
	[EUR ₂₀₁₈ /kW _{net}]	mld PLN ₂₀₁₈	[% CAPEX]	mld PLN/rok
MOD	1 100 – 1 900	ok. 1,6 – 2,8	3 – 5	ok. 49 – 141
NEW	2 900 – 4 000	ok. 9,7 – 13,4	1,5 – 3	ok. 192 – 672

Biorąc pod uwagę duże rozbieżności w przytoczonych danych posłużono się metodologią pokazaną w raportach Międzynarodowej Agencji Energii, gdzie analizowano przypadek budowy nowych bloków i modernizacji bloków energetycznych. Ostatecznie przyjęto wskaźnik CAPEX wynoszący 1 440 EUR/kW oraz OPEX_{pp} w wysokości 3% CAPEX rocznie dla modernizacji oraz CAPEX - 3 500 EUR/kW i OPEX_{pp} - 2% CAPEX dla budowy nowego bloku energetycznego zintegrowanego z instalacją wychwytu CO₂. Ostatecznie otrzymano wysokość nakładów inwestycyjnych na poziomie ok.**2,15 mld PLN₂₀₁₈** oraz pozapaliwowe koszty paliwowe na poziomie ok.**64,5 mln PLN rocznie** dla wariantu modernizacji i ok.**11,8 mln PLN₂₀₁₆** oraz ok.**235,8 mln PLN rocznie** dla budowy nowego bloku.

3.4. Analiza ekonomiczna implementacji poszczególnych ścieżek technologicznych dla elektrowni Bełchatów

Celem analizy ekonomicznej przedsięwzięcia inwestycyjnego jest określenie możliwych do osiągnięcia w przyszłości korzyści finansowych netto poprzez określenie niezbędnych nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych oraz potencjalnych przychodów z wytwarzanych produktów. Dla danego rozwiązania technicznego (wariantu) konieczne jest przeprowadzenie analizy ekonomicznej z uwzględnieniem warunków otoczenia makroekonomicznego. Należy również wziąć pod uwagę aspekty środowiskowe, które w ostatnich latach nabrały szczególnego znaczenia, szczególnie dla energetyki zawodowej (np. koszty uprawnień do emisji dwutlenku węgla).

W przypadku przedsięwzięć modernizacyjnych, analizie poddaje się kilka możliwych do realizacji, z technicznego punktu widzenia, wariantów. Ma to na celu umożliwienia wybrania najkorzystniejszego wariantu do realizacji. Uzyskanie przez inwestora zadowalającego (dodatniego) zysku z prowadzonej działalności jest więc podstawowym kryterium podjęcia decyzji inwestycyjnej. Należy zwrócić uwagę, że zysk jako wielkość typowo ekonomiczna nie uwzględnia wszystkich aspektów związanych z realizacją przedsięwzięcia, jak przede wszystkim ryzyko (np. związane ze zmianą przepisów dotyczących ochrony środowiska).

W ramach analizy uwzględniono wskaźniki oceny projektów inwestycyjnych uwzględniające zmianę wartości pieniądza w czasie – tzw. metody dyskontowe – ze względu na większą dokładność otrzymanych wyników oraz realny sposób uwzględnienia otoczenia ekonomicznego projektu, w tym czasu życia zaplanowanej inwestycji (modernizacji). Dla wskaźników wykorzystywanych w metodach dyskontowych, przepływy pieniężne netto *NCF* (netto cashflows) mogą być obliczane według kilku formuł, w zależności od rodzaju

interesariuszy. Dla potrzeb przeprowadzonej analizy wykorzystano metodę klasyczną, tzw. *FCFF* (freecashflow to firm) – biorącej pod uwagę wszystkie strony finansujące inwestycje. Przepływy pieniężne netto dla metody klasycznej NCF_t^{FCFF} dla danego roku t , zdefiniowane są w sposób następujący:

$$NCF_t^{FCFF} = -(I_t + F_{It}) + S_t - W_t - P_{dt}^{FCFF}$$

gdzie:

I_t – nakłady inwestycyjne,

F_{It} – odsetki od kapitału obcego naliczane w t -tym roku fazy inwestycyjnej,

S_t – przychody operacyjny,

W_t – wydatki operacyjne,

P_{dt}^{FCFF} – podatek dochodowy dla metody klasycznej, zdefiniowany według:

$$P_{dt}^{FCFF} = p(S_t - W_t - A_t),$$

p – stopa podatku dochodowego,

A_t – roczne odpisy amortyzacyjne.

Dla analizowanego przedsięwzięcia modernizacyjnego istnieje konieczność posługiwania się różnicą przepływów przed i po jego realizacji. Dla przepływów pieniężnych netto zdefiniowanych zgodnie z metodą klasyczną uzyskujemy następujące równanie:

$$\Delta NCF_t^{FCFF} = NCF_{t\ po}^{FCFF} - NCF_{t\ przed}^{FCFF} = -(\Delta I_t + F_{It}) + \Delta S_t - \Delta W_t - \Delta P_{dt}^{FCFF}$$

gdzie wyrażenie $(\Delta I_t + F_{It})$ ujmuje nakład inwestycyjny na przedsięwzięcie modernizacyjne wraz odsetkami od kapitału obcego z nim związanego naliczane w t -tym roku fazy inwestycyjnej.

W analizie efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia modernizacyjnego można uwzględniać jedynie te fragmenty przepływów pieniężnych netto NCF , które są bezpośrednio związane z samą modernizacją. Z uwagi na specyficzny charakter przedsięwzięć modernizacyjnych z punktu widzenia analiz ekonomicznych jako podstawowy wskaźnik oceny efektywności ekonomicznej przyjmuje się przyrost zdyskontowanego zysku netto ΔNPV wykorzystując pojęcie przyrostu przepływów pieniężnych ΔNCF_t . Zdyskontowany przyrost zysku netto wyraża wzór:

$$\Delta NPV = \sum_{t=0}^n \frac{\Delta NCF_t}{(1+r)^t}$$

gdzie r oznacza stopę dyskonta.

W Tabeli 13 zebrano podstawowe wskaźniki makroekonomiczne wykorzystane w analizie ekonomicznej, w tym ceny zakupu i sprzedaży nośników energii. Wskaźniki energetyczne i ekologiczne (w ujęciu rocznym) oraz nakłady inwestycyjne i pozapaliwowe koszty operacyjne zostały już przedstawione w opracowaniu przy okazji omawiania efektów dla poszczególnych ścieżek technologicznych i ich wariantów.

Tabela 13. Podstawowe dane do analizy ekonomicznej

Wskaźnik	Wartość
Czas budowy ⁴⁴	3 lata
Czas eksploatacji (zaczynając od roku 2021)	20 lub 30 lat
Koszt kapitału obcego	6%
Udział kapitału własnego	30%
Roczna stawka amortyzacji	5%
Stopa podatku dochodowego	19%
Stopa dyskonta r	8%
Cena węgla brunatnego loco elektrownia	7 PLN/GJ
Cena biomasy loco elektrownia	25 PLN/GJ
Cena gazu ziemnego loco elektrownia	27 PLN/GJ
Cena uprawnień do emisji CO₂	105 PLN/tonę CO₂
Koszt transportu i składowania CO ₂	20 PLN/MWh
Cena sprzedaży energii elektrycznej	250 PLN/MWh
Cena sprzedaży energii elektrycznej z OZE (biomasy) ⁴⁵	max. 320 PLN/MWh

Analiza została przeprowadzona w oparciu o ceny stałe z uwagi na dużą niepewność związaną ze zmianami cen poszczególnych nośników energii w przyszłości (określeniem ścieżek cenowych).

W celu oceny poszczególnych wariantów w ramach trzech analizowanych ścieżek wyznaczono wartość wskaźnika ΔNPV dla założonego okresu czasu eksploatacji (20 lub 30 lat). W żadnym z analizowanych wariantów, przy założonych cenach i innych wskaźnikach makroekonomicznych, nie uzyskano wartości dodatniej, co wskazuje na brak opłacalności ekonomicznej proponowanych rozwiązań przy założonych danych wejściowych.

Jako główne narzędzie do porównania wybranych wariantów wykorzystano przyrost ceny energii elektrycznej po modernizacji (ΔC_{el}) w celu uzyskania neutralności ekonomicznej przedsięwzięcia modernizacyjnego ($\Delta NPV = 0$). Dodatkowo w ramach analizy ekonomicznej wyznaczono również progowe ceny uprawnień do emisji (C_{CO_2}) dla których osiągnąta jest neutralność ekonomiczna.

Dla analizy ekonomicznych bloków węglowych z wychwytem i składowaniem CO₂, przydatnym wskaźnikiem jest jednostkowy koszt unikania emisji CO₂ (koszt unikniętej emisji CO₂), wyrażony w PLN/tonę CO₂. Wykorzystując analogie pomiędzy proponowanymi ścieżkami

⁴⁴Dla wariantu NEW w ścieżce CCS – 5 lat.

⁴⁵ Maksymalna cena sprzedaży (np. z uwzględnieniem cen z aukcji) energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnego źródła energii (spalania biomasy w elektrowni).

redukcji emisji CO₂ a samą technologią CCS zaproponowano wskaźnik zdefiniowany następująco:

$$C_{\Delta CO_2} = \frac{\Delta C_{el}}{e_{CO_2 ref} - e_{CO_2 red}}$$

gdzie ΔC_{el} to przyrost ceny energii elektrycznej dla układu po modernizacji przy $\Delta NPV = 0$, a $e_{CO_2 wref}$ i $e_{CO_2 red}$ to emisja jednostkowa CO₂ z układu referencyjnego (blok 370 MW) oraz z układu po modernizacji mającej na celu redukcję emisji CO₂.

W Tabeli 14 przedstawiono wyniki analizy dla trzech wymienionych wskaźników. W ścieżce hybrydyzacji nie uwzględniono wariantu WGw (nadbudowy turbiną gazową z zastąpieniem regeneracji nisko- i wysokoprężnej) z uwagi na stosunkowo niskie obniżenie jednostkowej emisji CO₂, co przy określonym przyroście mocy netto bloku powoduje wzrost bezwzględnej ilości emitowanego dwutlenku węgla.

Tabela 14. Zestawienie wyników analizy ekonomicznej

Wskaźnik		Ścieżka hybrydyzacji bloku referencyjnego		Ścieżka bloku gazowo-parowego	Ścieżka technologii wychwytu CO ₂	
		WBp	WBG	CC	MOD	NEW
ΔC_{el} [PLN/MWh]	20 lat	53,08	71,54	113,44	247,81	433,53
	30 lat	44,82	63,77	101,34	223,35	376,24
C_{CO_2} [PLN/tonę CO ₂]	20 lat	173,32	370,36	258,22	251,07	772,65
	30 lat	166,16	338,17	243,61	237,88	686,22
$C_{\Delta CO_2}$ [PLN/tonę CO ₂]	20 lat	121,59	139,33	151,63	267,08	448,76
	30 lat	102,66	124,21	135,46	240,71	389,46

Jak można zauważyć na podstawie przedstawionych wyników najkorzystniejszą opcją redukcji emisji CO₂ z punktu widzenia kosztów jednostkowych jest hybrydyzacja bloku energetycznego poprzez dobudowę równoległego kotła na biomasę (tzw. duoblok). Druga z opcji hybrydyzacji również charakteryzuje się stosunkowo niskimi kosztami redukcji emisji CO₂. Należy jednak zaznaczyć, że pozwalają one na redukcję emisji CO₂ o ok. 40% do 50%. Zastąpienie istniejącego bloku referencyjnego nowoczesnym blokiem gazowo-parowym wymaga wzrostu ceny elektrycznej o ok. 100 PLN/MWh i pozwala na redukcję o 70% jednostkowej emisji CO₂. Zastosowanie technologii CCS jest zdecydowanie nadroższą z opcji redukcji emisji CO₂, gdzie dla opcji modernizacji, progowa cena uprawnień do emisji jest na poziomie prawie 240 PLN/tonę CO₂. Biorąc pod uwagę dzisiejsze ceny (niecałe 100 PLN/tonę CO₂) technologia ta pomimo najdalej idącej jednostkowej redukcji emisji CO₂, jest raczej wątpliwa do implementacji bez dodatkowych zachęt dla potencjalnych inwestorów ze strony administracji rządowej.

Pokazane wyniki odnoszą się do analizy modyfikacji (lub zastąpienia) istniejącego bloku referencyjnego 370 MW w elektrowni Bełchatów. Stąd też uzyskane wyniki, szczególnie dla opcji zastąpienia bloku istniejącego, są stosunkowo wysokie (np. progowy przyrost ceny

energii elektrycznej). Wynika to z faktu, że porównanie zostało przeprowadzone dla istniejącego, zamortyzowanego bloku energetycznego, który opalany jest tanim paliwem (oraz którego cena jest odporna na zmiany w światowej gospodarce). Dodatkowo przeprowadzone w ostatnich latach modernizacje (w tym m.in. podniesienie mocy bloku do 380 MW brutto oraz sprawności energetycznej netto do ok. 36,3%) mają pozytywny wpływ na wskaźniki ekonomiczne. Przyjmuje się, że koszt wytworzenia energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni Bełchatów należy do najniższych spośród wszystkich jednostek wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. W przypadku wariantów budowy nowych bloków: układu gazowo-parowego oraz zintegrowanego z instalacją wychwytu CO₂ bloku 858 MW progowe ceny sprzedaży energii elektrycznej ($NPV = 0$) wynoszą odpowiednio ok. 294 PLN/MWh i 587 PLN/MWh. Szczególnie w pierwszym przypadku bloku gazowo-parowego, ceny te są zbliżone do aktualnych cen rynkowych co może świadczyć o znaczącej poprawie konkurencyjności źródeł gazowych na krajowym rynku energii elektrycznej. W przypadku technologii CCS i bloku 858 MW, wzrost ceny w stosunku do założonej w analizie ceny bazowej (250 PLN/MWh) wynosi ponad 100%, co jest wartością stosunkowo wysoką (aktualnie analizy podają wartość ok. 80% dla układów „first-of-a-kind”), niemniej jednak analiza dla tego wariantu obarczona jest dużą niepewnością po stronie oszacowania wartości nakładów inwestycyjnych oraz pozapaliwowych kosztów operacyjnych. Analiza wrażliwości wykazała, że zmniejszenie nakładów inwestycyjnych i pozapaliwowych kosztów operacyjnych o 30% dało obniżenie progowej wartości ceny sprzedaży energii elektrycznej do 430 PLN/MWh, co przy aktualnej dynamice rozwoju technologii CCS oraz zjawiskach zachodzących na rynku energii elektrycznej w Polsce wcale nie jest wynikiem zniechęcającym do dalszych analiz.

Przedstawione wyniki analizy ekonomicznej nie uwzględniają zmian zachodzących na rynku energii, jak na przykład rynek mocy. Jednostki gazowo-parowe są preferowane na rynku mocy, w związku z powyższym istnieje potencjalne dodatkowe źródło przychodów, które może wpłynąć na opłacalność tej ścieżki redukcji emisji CO₂. Przeprowadzona wstępna analiza ekonomiczna implementacji mechanizmów rynku mocy dla nowo-budowanych bloków gazowo-parowych wskazała, że przy cenie za utrzymanie w gotowości 1 kW na poziomie 200 zł, pozwoliła poprawę wskaźników ekonomicznych (np. niezbędny przyrost ceny energii elektrycznej po modernizacji ΔC_{el}) o ok. 20%.

4. Podsumowanie

Na podstawie przedstawionych wyników dla analizy ekonomicznej (Tabela 14) zauważyć można, że ścieżka hybrydyzacji charakteryzuje się najkorzystniejszymi wskaźnikami, w tym kosztem unikniętej emisji CO₂ dla przedsięwzięcia modernizacyjnego. Z porównania dwóch wariantów wywnioskować można ponadto, że wariant węglowo-biomasowy z zastosowaniem kotła parowego na biomasę (WBp), czyli tzw. duo-blok, jest opcją znacząco bardziej korzystną, szczególnie z punktu widzenia granicznej ceny uprawnień do emisji CO₂. W Tabeli 15 przedstawiono analizę SWOT dla ścieżki hybrydowej, które wskazuje, że oprócz pozytywnych wskaźników ekonomicznych charakteryzuje się ona dojrzałością technologiczną oraz posiada szereg innych cech technicznych, które mogą być wyjątkowo przydatne na zmieniającym się rynku energii (np. dużą elastyczność pracy).

Tabela 15. Analiza SWOT dla ścieżki hybrydyzacji bloków węglowych

Mocne strony	Słabe strony
• Znana i sprawdzona technologia, wykorzystywana z powodzeniem na świecie. • Brak negatywnych, technicznych skutków współspalania biomasy w układzie hybrydowym w stosunku do współspalania w technologii bezpośredniej. • Względnie niski nakład inwestycyjny. • Duża elastyczność w zakresie zmian obciążenia (duo-bloki) skutkująca zmniejszeniem liczby odstawień wymuszonych, związanych z nadprodukcją energii w ramach systemu krajowego (szczególnie w przypadku dalszego zwiększania mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych). • Duża elastyczność w zakresie zmiany udziałów użytkowanych paliw (możliwość optymalizowania mieszanki paliwowej w zależności od cen paliw, cen uprawnień do emisji). • Możliwość prowadzenia turbin gazowych jako jednostek interwencyjnych. • Możliwość wykorzystania turbin gazowych jako generatorów spalin wygrzewających kotły parowe w stanach rozruchowych – oszczędność paliw rozruchowych.	• Stosunkowo niskie sprawności konwersji paliw dodatkowych w odniesieniu do najlepszych technologii ich wykorzystywania. • Potrzeba przystosowania dużych składowisk dla magazynowania biomasy. • Brak praktycznej możliwości uzyskania emisji jednostkowej 550 kgCO₂/MWh (pakiet zimowy).
Szanse	Zagrożenia
• Technologia przejściowa w zakresie dekarbonizacji gospodarki. • Zwiększenie udziału energii produkowanej z OZE – szansa na spełnienie wymagań UE w tym zakresie.	• Ciągłe znaczący udział w produkcji węgla brunatnego, którego spalanie obarczone jest najwyższymi wartościami wskaźników emisji. • Ryzyko pojawienia się ograniczonego dostępu do biomasy.

• Dywersyfikacja źródeł energii pierwotnej – wyższe bezpieczeństwo energetyczne kraju. • Możliwość zwiększenia mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym kraju przy zachowaniu lub obniżeniu emisji bezwzględnych.	• Niewystarczający potencjał lokalnych producentów biomasy - potrzeba transportu biomasy jako paliwa o niskiej gęstości energetycznej z dużych odległości. • Zastąpienie paliwa o względnie stabilnej cenie paliwami o dynamicznie zmieniających się cenach. • Wejście w życie zapisów dotyczących ograniczonego uczestnictwa w rynku mocy Unii Europejskiej (pakiet zimowy).
---	---

Jeżeli chodzi o wskaźniki ekonomiczne, technologia gazowa (bloków gazowo-parowych) uplasowała się na drugim miejscu spośród analizowanych ścieżek technologicznych. Obciążeniem, z ekonomicznego punktu widzenia, jest konieczność ponoszenia wysokich kosztów uprawnień do emisji po modernizacji, co nie do końca jest kompensowane przez wysokosprawną produkcję energii elektrycznej. Uniknięty koszt emisji CO₂ dla modernizacji polegającej na zastąpieniu bloku węglowego blokiem gazowo-parowym jest stosunkowo niski, natomiast progowa cena samej emisji CO₂ jest nawet wyższa niż w przypadku modernizacji z wykorzystaniem technologii CCS. Technologia gazowo-parowa posiada również szereg zalet, które nie zostały uwzględnione w analizie ekonomicznej, jak np. możliwość pracy w obciążeniach szczytowych. Wyniki analizy SWOT dla technologii gazowo-parowej zostały przedstawione w Tabeli 16.

Tabela 16. Analiza SWOT dla ścieżki budowy bloku gazowo-parowego

Mocne strony	Słabe strony
• Szeroko stosowana na świecie technologia produkcji energii elektrycznej. • Stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne. • Duża elastyczność obciążenia. • Wysoka sprawność produkcji energii elektrycznej (powyżej 60%). • Zadowalające wskaźniki środowiskowe (emisja gazów cieplarnianych, hałas). • Duża dyspozycyjność i niezawodność działania.	• Koszt produkcji energii elektrycznej silnie zależy od kosztu zakupu gazu ziemnego. • Potrzeba dobudowy infrastruktury związanej z doprowadzeniem gazu ziemnego. • Relatywnie wysoki koszt zakupu paliwa gazowego.
Szanse	Zagrożenia
• Technologia zapewniająca dekarbonizację gospodarki. • Polepszenie wskaźników emisyjnych sektora energetycznego – szansa na spełnienie wymagań UE. • Dywersyfikacja źródeł energii pierwotnej. • Poprawa elastyczności źródeł wytwarzania w KSE.	• Budowa układu gazowo-parowego wymaga zwiększenia importu gazu ziemnego – pogorszenie bezpieczeństwa energetycznego kraju. • Wzrost kosztu zakupu paliwa gazowego - może spowodować nieopłacalność eksploatacji.

• Technologia spełniająca wymagania BAT m.in. BAT 43, 45, 49,56 oraz 67. • Odtworzenie części mocy za pomocą efektywnych i niskoemisyjnych technologii jak układy gazowo-parowe.	
---	--

Najniżej w klasyfikacji ekonomicznej uplasowała się ścieżka wychwytu i składowania CO₂, która dla wariantu modernizacji, pomimo porównywalnej wartości progowej ceny uprawnień do emisji CO₂ jak dla technologii gazowo-parowej, charakteryzuje się znacząco wyższymi kosztami (progowa cena energii elektrycznej oraz koszt uniknięty emisji CO₂). Dla budowy nowego bloku z CCS wskaźniki te są jeszcze gorsze. Jak już wspomniano, źródłem tych wyników są wysokie nakłady inwestycyjne oraz niższa sprawność niż w pozostałych przypadkach (co prowadzi do wyższych kosztów operacyjnych) i nie jest kompensowane przez daleko idącą redukcję emisji CO₂. Technologia CCS, również z technicznego punktu widzenia, klasyfikuje się niżej niż pozostałe ścieżki technologiczne, chociażby z uwagi na brak układów pracujących komercyjnie (poza dwoma instalacjami demonstracyjnymi w dużej skali) co wynika z niższej gotowości technologicznej do wdrożenia. Pozostałe czynniki charakteryzujące technologię CCS zostały przedstawione w Tabeli 17.

Tabela 17. Analiza SWOT dla ścieżki CCS

Mocne strony	Słabe strony
• Możliwość znaczącej redukcji emisji CO₂ (ok. 90%) ze energetycznych bloków węglowych. • Możliwość utrzymania poziomu wykorzystania krajowych zasobów naturalnych (np. węgla brunatnego) w krajowym miksie energetycznym przy zachowaniu akceptowalnego dla UE poziomu emisji CO₂. • Możliwość szybkiej (5 do 10 lat) redukcji emisji z sektora elektroenergetycznego dla gospodarek o wysokim uzależnieniu od nieodnawialnych zasobów naturalnych. • Możliwość modernizacji istniejących bloków energetycznych w kierunku wychwytu CO₂ bez względu na technologię (bloki węglowe, bloki gazowo-parowe, układy skojarzone).	• Wysokie nakłady inwestycyjne oraz wysokie dodatkowe koszty operacyjne. • Konieczność zagospodarowania wychwyconego CO₂ (składowanie lub utylizacja). • Spadek sprawności elektrycznej bloku energetycznego od 8 do 12 punktów procentowych. • Brak komercjalizacji w skali przemysłowej.
Szanse	Zagrożenia
• Utylizacja wychwyconego CO₂ w systemach wspomagania wydobywania ropy naftowej i/lub gazu. • Rozwój nowych technologii w zakresie CCS pozwala na ograniczenie zapotrzebowania na energię i przekłada się na poprawę wskaźników termo-ekonomicznych. • Technologia zidentyfikowana jako kluczowa dla przemysłu w zakresie redukcji emisji	• Brak akceptacji społecznej dla transportu i składowania CO₂. • Brak uwarunkowań prawnych i organizacyjnych do prowadzenia całego łańcucha technologii CCS w warunkach krajowych. • Spadek kosztów OZE oraz magazynowania energii może spowodować odejście od technologii CCS w sektorze wytwarzania energii.

CO ₂ , w tym w przemyśle produkcji stali i cementu.	
Możliwość zastosowania technologii CCS w blokach energetycznych spalających biomasę, co prowadzi do tzw. ujemnych emisji CO₂.	

Ostatnim punktem niniejszego opracowanie jest analiza wdrożenia proponowanych ścieżek dla wszystkich dziesięciu bloków elektrowni Bełchatów (nr 3 do 12) o parametrach zbliżonych do analizowanego bloku referencyjnego. W Tabeli 18 i Rys. przedstawiono wyniki tej analizy uwzględniając wymagane nakłady inwestycyjne, ilość jednostek do modernizacji w danym wariantcie oraz roczne zmniejszenie emisji CO₂ na skutek zastąpienia (lub modernizacji) istniejących dzisiaj bloków energetycznych nr 3 do 12 w elektrowni Bełchatów i przy zachowaniu tego samego rocznego poziomu produkcji energii elektrycznej netto.

Tabela 18. Zestawienie wyników dla modernizacji 10 bloków elektrowni Bełchatów

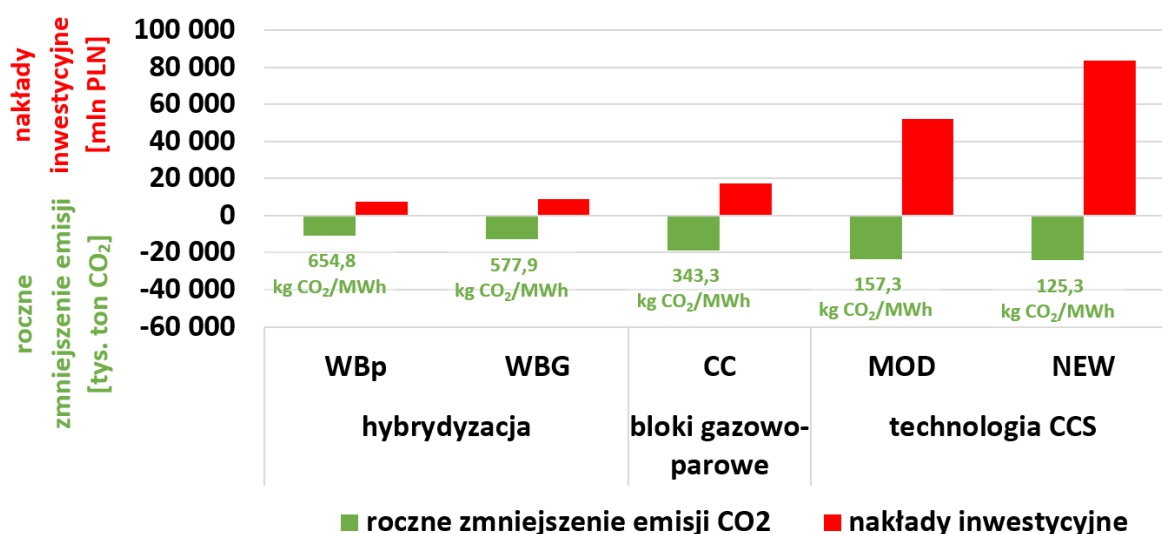
Wskaźnik		Ścieżka:				
		hybrydyzacji bloku referencyjnego		bloku gazowo-parowego	technologii wychwyty CO ₂	
		WBp	WBG	CC	MOD	NEW
Wymagane nakłady inwestycyjne	mln PLN	7 235	8 753	17 432	51 978	83 476
Teoretyczna liczba bloków do modernizacji lub zastąpienia ⁴⁶		10	6 - 7	8 - 9	10 (+2 NEW)	6
Roczne zmniejszenie emisji CO ₂	tys. ton CO ₂ /rok	10 866	12 780	18 621	23 412	24 046

Jak można zauważyć wszystkie ścieżki (i warianty) prowadzą do zmniejszenia rocznej emisji CO₂ od 10 do 24 mln ton CO₂/rok. Z punktu widzenia kapitałochłonności podejmowanych działań, hybrydyzacja charakteryzuje się ponownie najniższymi kosztami. Tym samym potencjalny inwestor staje przed wyborem pomiędzy poziomem redukcji emisji CO₂, a dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi.

Zmiana struktury zużycia paliw w analizowanych ścieżkach technologicznych również nie pozostaje bez znaczenia. W przypadku technologii CCS, modernizacja istniejących bloków spowoduje zwiększenie tempa wyczerpywania się zasobów węgla brunatnego. Niemniej jednak konieczność dobudowania nowych bloków klasy 858 MW z CCS w celu odtworzenia utraconej mocy elektrycznej netto, daje możliwość wybudowania elektrowni bliżej nowych odkrywek. W związku z koniecznością składowania (lub utylizacji) wychwyconego CO₂ należy

⁴⁶ W przypadku modernizacji bloków energetycznych w kierunku zastosowania technologii CCS, na skutek zmniejszenia mocy elektrycznej netto, aby skompensować brakującą wielkość rocznej produkcji z 10 bloków energetycznych, konieczne jest dobudowanie dwóch dodatkowych elektrowni z technologią wychwyty CO₂ (w analizie przyjęto jako bloki klasy 858 MW z CCS – wariant NEW).

szczegółowo oszacować potencjał dla warunków krajowych. Dotychczasowe prace pozwalają z dużym prawdopodobieństwem założyć, że odpowiednie zasoby są dostępne na terytorium kraju, ale ich wykorzystanie może wymagać transportu CO₂ na większe odległości.



Rysunek 22. Podsumowanie wyników dla modernizacji (lub zastąpienia) bloków elektrowni Bełchatów

Rozwiązania zakładające hybrydyzację bloków węglowych nie były dotychczas przedmiotem inwestycji w ramach energetyki krajowej. Do inwestycji takich dotychczas nie doszło pomimo korzystnych doświadczeń w zakresie funkcjonowania bloków hybrydowych wielopaliwowych na świecie. Również w świetle uzyskanych wyników analiz zasadne wydaje się wznowienie debaty branżowej nt. zasadności prowadzenia tak ukierunkowanej modernizacji funkcjonujących bloków energetycznych. Wydaje się zasadne poddawanie takim modernizacjom bloków węglowych o średnim wieku, a więc charakteryzujących się niekorzystnymi charakterystykami ekologicznymi względem nowych bloków nadkrytycznych oraz równocześnie wykazującymi dobrą kondycję techniczną, gwarantującą długi czas funkcjonowania, co jest warunkiem koniecznym dla zwrotu inwestycji. Najkorzystniejszym wariantem modernizacji jest nadbudowa bloku kotłem parowym utylizującym biomasę. Niewątpliwie barierą dla objęcia modernizacjami tego typu większej ilości bloków w ramach krajowej energetyki, w szczególności skupionych w ramach scentralizowanych systemów, jest ograniczony potencjał lokalnych rynków w zakresie zapewnienia stałego dostępu do paliwa biomasowego.

Implementacja układów gazowo-parowych w miejsce obecnie pracujących bloków energetycznych opalanych węglem brunatnym niesie ze sobą wiele korzyści m.in. zwiększenie elastyczności obciążenia oraz poprawę sprawności produkcji energii elektrycznej (powyżej 60%). Wiąże się to jednak ze zwiększeniem zapotrzebowania na energię chemiczną gazu ziemnego, co wymagać będzie zwiększenia przepustowości obecnego systemu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego. Przykładowo, zastąpienie jednego bloku węglowego o mocy 370 MW, który produkuje rocznie 2 489 087 MWh energii elektrycznej analogicznym układem gazowo-parowym powoduje zwiększenie sumarycznego zużycia gazu ziemnego w Polsce o

2.21% w odniesieniu do sumarycznego zużycia energii gazu ziemnego w roku 2017, które wynosiło 191 225 GWh. W przypadku 10 bloków energetycznych, wzrost ten przekracza 21%. Dlatego też, warto zaznaczyć, iż zastąpienie bloków energetycznych spalających węgiel brunatny poprzez budowę nowych bloków gazowo-parowych zasilanych gazem ziemnym wymaga zwiększenia importu gazu ziemnego od dostawców zagranicznych, co wpłynie negatywnie na bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz będzie wymagało rozbudowy obecnego systemu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego w Polsce. Natomiast istotną korzyścią budowy bloków gazowo-parowych jest istotne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery oraz poprawa efektywności produkcji energii elektrycznej.

Reasumując, przeprowadzona analiza techniczna możliwości redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów w oparciu o wskaźnikową analizę energetyczną, ekologiczną i ekonomiczną trzech ścieżek technologicznych pozwala na przybliżone określenie kosztów i korzyści płynących z ich implementacji. Ocena proponowanych technologii miała charakter przyrostowy, w stosunku do obiektów istniejących w ramach elektrowni Bełchatów. Niemniej jednak pozwoliła ona na uszeregowanie technologii według kosztów oraz według potencjalnych korzyści dla klimatu (redukcja emisji CO₂). W zestawieniu ogólnym stwierdzić można, że hybrydyzacja bloków energetycznych w kierunku duo-bloków jest tutaj najbardziej korzystnym rozwiązaniem, które pozwala na znaczące obniżenie emisji jednostkowych CO₂ (dzięki wykorzystaniu biomasy) przy stosunkowo niewielkich nakładach inwestycyjnych i towarzyszących kosztach operacyjnych. Zmniejszenie zużycia węgla brunatnego w układzie duo-bloku ma również zaletę w postaci wydłużenia czasu jaki pozostał elektrowni Bełchatów, dzięki wydłużeniu okresu działalności KWB Bełchatów. Proponowana hybrydyzacja bloków nie pozwala jednak osiągnąć wymagań tzw. „pakietu zimowego” w zakresie emisji jednostkowych (550 kg CO₂/MWh) i stawia pod znakiem zapytania dalsze jej wykorzystanie. Konkurencyjnym rozwiązaniem dla duo-bloków jest budowa nowych bloków gazowo-parowych. Rozwiązanie to daje znaczące zmniejszenie emisji CO₂ i jest również rozwiązaniem uzasadnionym ekonomicznie. Zdecydowanie najmniej korzystnie z ekonomicznego punktu widzenia wypadają technologie wychwytu i składowania CO₂, natomiast możliwe poziomy redukcji emisji dwutlenku węgla są tutaj największe. Stąd też bardziej szczegółowym analizom poddać należy każdy z rozważanych wariantów, jak również ich potencjalne kombinacje (np. duo-blok z wychwytem CO₂) oraz rozwiązania alternatywne poza elektrownią Bełchatów, jak rozwój morskich farm wiatrowych czy energetyki jądrowej w Polsce.