

Prof. dr hab. inż. Bronisław Barchański
Wydział Górnictwa i Geoinżynierii
Katedra EiZwP
AGH Kraków

Wybrane przykłady zagadnień determinujących aktualną i perspektywiczną sytuację kompleksu paliwowo-energetycznego w Polsce.

1. Wprowadzenie.

Obecna jak i w przyszłości sytuacja polskiego kompleksu paliwowo-energetycznego nie może być analizowana w oderwaniu od światowej polityki prowadzonej w tym zakresie przez gospodarki narodowe poszczególnych krajów. W niniejszym artykule szczególna uwaga zostanie poświęcona rozwiązaniom stosowanym przez potęgę gospodarczą i polityczną jaką są Niemcy.

2. Globalne zapotrzebowanie na energię.

Do grona ważnych na światowym rynku dostawców energii należy BP. W corocznym wydawnictwie Energy Outlook 2035 [14] z dużą dozą prawdopodobieństwa BP prognozuje, że w okresie 2013÷2035 zapotrzebowanie na pierwotne nośniki energii wzrośnie o 37%. Udział pierwotnych nośników energii w pokryciu światowego zapotrzebowania na energię będzie wynosił 87%. (rys. 1)

W gronie PT Specjalistów toczy się dyskusja, jaki udział w przyszłym pokryciu zapotrzebowania na energię będą miały najważniejsze pierwotne nośniki energii tj. węgiel, ropa i gaz. Bardzo interesującą dyskusję przeprowadzono w artykule [6], gdzie autorzy podważają uwarunkowania względami politycznymi tezę, że „węgiel nie ma żadnej przyszłości jako nośnik energii”. Przeciwnicy węgla twierdzą, że węgiel winien być zastąpiony przez gaz i ropę naftową. Na rys. (2) przedstawiono:

- aktualne wykorzystanie pierwotnych nośników energii,
- teoretyczne rozważanie – „świat bez węgla”. Węgiel zastąpiono gazem (50%) i ropą naftową (50%).

Przeprowadzona symulacja wykazywała, że zastąpienie węgla ropą i gazem zmniejsza tylko o 19% ilość antropogenicznego CO₂ (Loco elektrownie). W tym rozważaniu nie wzięto pod uwagę emisji antropogenicznego CO₂ pochodzącego z wykorzystania różnych pierwotnych nośników energii, fazy obciążenia sieci oraz „ślądu węglowego na trasie „otwór wydobywczy – długa trasa transportu rurociągami gazu i szczelności – elektrownia”.

Wpływ odległości pomiędzy elektrownią a miejscem pozyskiwania pierwotnych nośników energii.

Odległość miejsca pozyskiwania pierwotnego nośnika energii od miejsca lokalizacji elektrowni odgrywa bardzo istotną rolę. I tak [22,29]:

- spalanie węgla brunatnego z uwagi na małe odległości odkrywki od elektrowni zwiększa „efekt z tytułu transportu” tylko o 3%,
- spalanie węgla kamiennego zwiększa „efekt z tytułu transportu” o 10÷20%,
- spalanie gazu z Rosji zwiększa „efekt z tytułu transportu” o 29÷47%,
- spalanie gazu z LNG zwiększa „efekt z tytułu transportu” o 31÷67%.

W pracach [24,26] wykazano, że emisję CO₂ pochodzącą ze spalania w elektrowni podstawowych nośników energii należy bezwzględnie powiększyć o efekt ekwiwalentu CO₂ występujący na trasie transportu „źródło wydobywania nośników energii – elektrownia (tab.1)

Tab. 1 Emisja antropogenicznego CO₂ z uwzględnieniem wyników na trasie transportu [21]

	Faktor Emisji CO₂/tony(toe)	Ekwiwalent+ CO₂ z wycieków na trasie - tony (toe)	Suma CO₂+ Ekwiwalent - tony (toe)
Gaz LNG	1,63	0,50 – 1,10	2,12 – 2,78
Gaz z Rosji	1,63	0,47 – 0,76	2,10 – 2,39
Węgiel kamienny	3,21	0,32 – 0,64	3,53 – 3,85
Węgiel brunatny	3,75	0,11	3,86

Wpływ metanu CH₄ na emisje gazów cieplarnianych powstających w trakcie wykorzystania podstawowych pierwotnych nośników energii.

Prowadzone prace badawcze między innymi przez naukowców amerykańskich [18] i polskich [43] wykazały, że praktycznie za efekt cieplarniany odpowiedzialny jest niesłusznie tylko CO₂ pochodzący ze spalania węgla. Tymczasem ślad węglowy wg Howartha [18] w perspektywie nadchodzącego 20-lecia (vide rys. 3b) ukazuje jak bardzo negatywną rolę ma odegrać gaz z łupków i gaz konwencjonalny.

3. Rola poszczególnych źródeł energii decydujących o mixie energetycznym w Niemczech.

3.1 Ocena przydatności poszczególnych pierwotnych nośników energii w mixie energetycznym Niemiec w latach 1975÷2013

Najważniejsze segmenty, które wpływają na znaczenie pierwotnych nośników energii w mixie energetycznym Niemiec przedstawiają się następująco:

- obecnie stosowane technologie pozyskiwania energii elektrycznej są bardzo korzystne dla elektrowni węglowych (rys. 3a),
- prognozowana 20-letni „ślad węglowy” jest korzystny dla elektrowni węglowych (rys. 3b).
- rozwój cen gazu i węgla w latach 1975÷2013 (rys. 4),
- godzinowy (w skali roku – 8760 godzin) i procentowy udział pracy poszczególnych typów elektrowni w latach 2003÷2013 (rys. 5),
- procentowy udział zainstalowanej mocy w elektrowniach i wytworzonej energii elektrycznej w mixie energetycznym w roku 2013 (rys. 6),
- poszerzona analiza pracy elektrowni wykorzystujących wszystkie nośniki energii w roku 2011 (rys. 7),
- analiza oceny pracy w 2012 r. elektrowni wykorzystujących gaz i węgiel [48] wykazała, że przy:
 - a) przyjęciu sprawności dla elektrowni węglowych $\eta = 38\%$ i gazowych $\eta = 48\%$,
 - b) ceny paliw dla węgla 30 euro / MWh i gazu 65 euro / MWh

istnieje teoretyczna możliwość wymiany węgla na gaz pod warunkiem, że (rys. 8):

- a) cena gazu zostanie obniżona do 50% (z 260 euro na 120 euro/toe),
- b) opłata za emisje CO₂ zostanie podniesiona 10-krotnie (z obecnych ok. 5 na 55 euro / tCO₂).

Tego typu radykalne zmiany zdaniem PT Specjalistów są nie do przyjęcia w perspektywie wielu lat.

- przewaga elektrowni gazowych nad węglowymi w zakresie elastyczności pracy znacznie zmalała. Nowoczesne elektrownie węglowe w tym zakresie charakteryzują się podobnymi parametrami jak elektrownie gazowe [23] – (vide rys. 2).

Antropogenne CO₂ a zmiany klimatu.

Przedstawione powyżej charakterystyki techniczno-ekonomiczne pierwotnych nośników energii wykazują, że węgiel ma przed sobą przyszłość i jest w „dobrej kondycji” w tym i w Niemczech. Innego zdania są PT Przeciwnicy węgla, którzy twierdzą, że „węgiel to wróg” bo spalany emituje antropogenne CO₂, który jako gaz cieplarniany powoduje zmiany klimatu. Tymczasem grono PT Wybitnych Uczonych jest odmiennego zdania. I tak:

- Centrum Badawcze Bundesanstalt Für Geowissenschaften Rohstoffe – Hannover twierdzi, że antropogenne CO₂ stanowi jedynie 1,2%, natomiast udział pary wodnej (pochodzenia naturalnego) w efekcie cieplarnianym to ok. 70% (rys. 9).
- Zdaniem PT Uczonych z Polskiej Akademii Nauk obecna ilość CO₂ w atmosferze jest najniższa w historii Ziemi (rys. 10).
- Około 1000 PT Autorów w pracy [46] udowadnia, że antropogenne CO₂ nie spowoduje katastrofy klimatycznej.
- Wielu PT Uczonych na czele z E. Maunderem wykazało (udowodniło), że za zmiany klimatu na Ziemi odpowiada Słońce, gdzie w cyklu 11-letnim pojawiają się plamy. E. Maunder w roku 1890 odkrył, że w latach 1695÷1720 miała miejsce w aktywności słońca pewna anomalia. Promieniowanie słoneczne było mniejsze niż obecnie o około 0,25%. W tym okresie miała miejsce na Ziemi „Mała Epoka Lodowcowa”. Zjawisko to jest fundamentalnym, niepodważalnym dowodem, że sprawcą zmian klimatycznych na Ziemi jest Słońce.

3.2 Energetyka jądrowa w Niemczech.

Udział energetyki jądrowej w mixie energetycznym w ostatnich latach był znaczny. Interesujące dane można znaleźć na rysunkach, gdzie (vide 5,6) w roku 2013 elektrownie jądrowe wykorzystywały 92% czasu dyspozycyjnego, dostarczając z zainstalowanej mocy (6,4%) do sieci 15,4% prądu elektrycznego. Dodatkowe informacje z innych lat pracy elektrowni jądrowych przedstawiono na vide rys. 7, 11, 12. Polityczne decyzje o zamknięciu elektrowni jądrowych w Niemczech podjęto w 2011 r. po katastrofie elektrowni jądrowej w Fukushima (Japonia). W wyniku tej decyzji do roku 2022 zostaną zamknięte wszystkie elektrownie jądrowe w Niemczech. Metodyka likwidacji powstającej po roku 2022 „dziury” w energetyce niemieckiej zostanie przedstawiona na rys. 13.

3.3 Rola OZE w mixie energetycznym Niemiec.

Wprowadzenie.

W środkach masowego przekazu bardzo dużo uwagi poświęca się konieczności wymiany (zastąpienia) klasycznych elektrowni przez OZE. Głównym punktem ciężkości tej dyskusji jest rozwój, przede wszystkim powiększenie mocy zainstalowanej (rozbudowy wiatraków). Zdecydowanie mniej uwagi poświęca się wykorzystaniu czasu pracy elektrowni oraz faktycznej ilości wytworzonej energii elektrycznej. Wiatraki i solary (PV) z uwagi na zależność od stanu pogody i pory dnia są „wykorzystywane” w relatywnie niskim procencie (rys. 14). W latach 2000÷2010 średni czas pracy wiatraków wynosił 1500 godzin/rok. W roku 2010 w niemieckiej energetyce z udziałem OZE odnotowano nowe zjawisko. Otóż z uwagi na nadprodukcję tzw. „energii odpadowej” za jej odbiór przez zagranicznych kontrahentów Niemcy musieli zapłacić 1 695 134 euro (tab.2). W statystykach tego typu operacje określa się jako „ujemne opłaty za prąd” [2].

Poniżej zostaną przeanalizowane przykłady charakteryzujące udział OZE w mixie energetycznym Niemiec.

Tab. 2 *Rozwój „ujemnych opłat” za prąd [2]*

Lata	Ilość godz. z „ujemnymi opłatami”	Ilość sprzedanego „ujemnego prądu” [TWh]	Suma opłat poniesionych na rzecz „zagranicznych odbiorców” [euro]	Średnia „ujemna opłata” na giełdzie [euro/MWh]
2010	12 h/a	0,32 TWh	-1 695 134 €	-5,40 €/MWh
2011	14 h/a	0,46 TWh	-4 674 723 €	-10,10 €/MWh
2012	56 h/a	1,81 TWh	-106 573 608 €	-58,80 €/MWh
2013	64 h/a	2,17 TWh	-31 403 398 €	-14,50 €/MWh
2014	64 h/a	2,59 TWh	-41 511 253 €	-16,00 €/MWh
2015	126 h/a	4,77 TWh	-44 223 893 €	-9,30 €/MWh

3.3.1 Wybrane przykłady oceny pracy elektrowni wiatrowych i solarnych (PV) w latach 2011÷2017

PRZYKŁAD I

Bardzo korzystny dla wiatraków był rok 2011 – pracowały 1650 godz. Różnice pomiędzy możliwościami wytwarzania (moc

zainstalowana w MW), czasookresem wytwarzania (godz./rok) i ilością wytwarzanej energii elektrycznej przez poszczególne elektrownie przedstawia rys. 7. W roku 2011 wiatraki i solary (PV) mimo znacznych mocy wytwórczych [11] miały „skromny” udział w produkcji energii elektrycznej.

I tak:

- a. wiatraki: moc zainstalowana – 19075 MW, czas pracy – 1650 godz./rok, wytworzona ilość energii – 46,5 TWh.
- b. solary (PV): moc zainstalowana – 24900 MW, czas pracy – 970 godz./rok, wytworzona ilość energii – 19 TWh.

W 2011 r. ujemne opłaty za prąd wynosiły 4 674 723 euro (vide tab.2).

PRZYKŁAD II

W roku 2012 z uwagi na bardzo dobre warunki pogodowe osiągnięto korzystne efekty dotyczące energii pochodzącej z OZE. Elektrownie wiatrowe wytworzyły 50,7 miliardów kWh a solary (PV) 26,4 miliardów kWh [17].

Występująca jednak okresowo nadprodukcja energii elektrycznej była powodem znanego zjawiska „ujemnej opłaty za prąd”. Opłata ta wynosiła 106 573 608 euro (vide tab. 2)

PRZYKŁAD III

Zainstalowana moc farm wiatraków w 2013 r. wynosiła ca. 34 GW dając 53,4 TWh co stanowiło 8,5 % brutto produkcji prądu [10]. Maksymalna moc to 26 GW – która była do dyspozycji 1 godz. Najmniejsza moc uzyskiwana przez cały rok wynosiła 0,1 GW co stanowiło 0,003% zainstalowanej mocy.

Rozkład zainstalowanej mocy w 2013 r. przedstawia się następująco:

- więcej aniżeli 20 GW – 184 godz. – ok. 7,5 doby,
- więcej aniżeli 10 GW – 1314 godz. – ok. 55 dób,
- więcej aniżeli 5 GW – 3428 godz. – ok. 143 doby.

Przedstawione powyżej dane wykazują, że wykorzystanie zainstalowanej mocy poniżej 5 GW uwidoczniła niską przydatność wiatraków w ciągu 5332 godz.

Teoretyczne rozważanie [10] co się stanie jeżeli zainstalowaną moc zwiększymy dwukrotnie? Pojawiają się krótkoterminowe „piki„ 50 GW. Moc 5 GW z 2013 r. została podwojona do 10 GW, która będzie występowała w czasie 5332 godzin – daje nadal tylko 1% poniżej zainstalowanej mocy (rys.15)

„Ujemne opłaty za prąd” wyniosły 31 403 398 euro (vide tab.2)

PRZYKŁAD IV

W roku 2014 zainstalowana moc farm wiatraków i solarów (PV) wynosiła 78 GW. Pomiar odnotowany przez Portal EEX Transparency w cyklach 15 minutowych wykazały, że najlepszy wynik to 38 GW. Najwięcej wyników oscylowało wokół 2,4 GW co stanowi ok. 3 % mocy zainstalowanej. Uzyskiwanie wysokich, zbliżonych do siebie ilości prądu elektrycznego nie jest możliwe, gdyż w całych Niemczech ok. 40 dni panuje prawie bezwietrzna pogoda. W tych dniach wiatraki prawie nie wytwarzają energii elektrycznej. Z tego więc powodu zdaniem Prof. H. Jacobiego [19] nawet zwiększenie ilości wiatraków nie pomoże w uzyskaniu stałej gwarantowanej ilości prądu. Profesor ponadto stwierdza, że „Polityczne rozstrzygnięcia nie są w stanie zmienić praw fizyki”. Podobne stanowisko prezentuje Ahlborn D, który w swoim artykule [1] przeprowadzając statystyczną analizę pracy wiatraków wykazał że stałe, gwarantowane wytwarzanie prądu w skali całego roku jest prawie bliskie zeru. Dodatkowo stwierdza, że dalsze zwiększanie ilości wiatraków może zaledwie pokryć wahania energetyczne.

Najgorszym dniem w pracy wiatraków i solarów (PV) był 10.11.2014 r. godz. 17⁰⁰ kiedy to obydwa źródła łącznie wytworzyły jedynie 5% zapotrzebowania na prąd [37] Resztę zapotrzebowania (95%) pokryły elektrownie klasyczne.

„Ujemne opłaty za prąd” wyniosły 41 511 253 euro [vide tab. 2]

PRZYKŁAD V

Rok 2015 to kolejny przyrost energii pozyskiwanej z rozbudowy OZE. (rys. 16) Wiatraki i solary (PV) wyprodukowały 125 TWh energii elektrycznej co było wynikiem rekordowym. Lobby OZE było bardzo zadowolone. Innego zdania są antylobbyści OZE. Z uwagi

na rygorystyczne regulacje wynikające z konieczności stosowania przepisów zawartych w EEG:

- (bezwzględny obowiązek odbioru w pierwszej kolejności dotowanego – drogiego prądu elektrycznego (rys. 17) z OZE) – pojawia się okresowo nadprodukcja prądu z OZE. „Ujemne opłaty za prąd” wyniosły 44 223 893 euro [vide tab. 2]

Sumaryczne koszty związane z przesyłem prądu pochodzącego z OZE w latach 2011÷2015 przedstawiono w tab. 3.

Tab.1 Trudności z przystosowaniem sieci do przesyłu prądu z OZE w Niemczech w latach 2011 ÷ 2015 [7]

	2011	2012	2013	2014	2015
Koszty związane z obowiązkowym odbiorem nadprodukcji energii z OZE	33,5	33,1	43,8	183,0	478,0
Koszty związane z koniecznością dokonywania regionalnych transferów energii (międzyelektrowniowych)	41,6	164,8	113,3	185,4	402,5
Koszty związane z koniecznością posiadania w Niemczech "zimnej rezerwy" Bawaria ma zbyt mało elektrowni klasycznych	16,8	25,7	56,3	66,8	168,0
Łączne nakłady - (miliony euro)	91,8	223,6	213,3	435,2	1.048,5

Autorzy pracy [2] podobnie jak autorzy opracowania [1,3,19] twierdzą, że zainstalowanie większej ilości wiatraków – co lansują Lobbyści – powoduje jedynie wzrost mocy szczytowej, nie zabezpieczając pewnego / stabilnego / obciążenia podstawowego. W Niemczech nie jest możliwe pewne zrównoważenie produkcji do wartości bezpiecznej / pewnej / mocy będącej do dyspozycji poprzez jeszcze większe ilości zainstalowanych wiatraków.

PRZYKŁAD VI

Rok 2016 w dziedzinie wytwarzania energii elektrycznej jest kolejnym przykładem jak bardzo niestabilne są źródła energii elektrycznej pochodzącej z OZE. I tak:

- w dniu 8.05.2016 w wyniku wystąpienia bardzo korzystnych warunków pogodowych (słońce, wiatr) sieć OZE dysponowała nadmiarem mocy (15 GW). Nadwyżkę wytworzonego prądu elektrycznego Niemcy zostali zmuszeni przesłać zagranicznym odbiorcom. Za przekazaną zagranicznym odbiorcom energię elektryczną Niemcy musieli uiścić opłatę w wysokości 21 mil. euro. [2]
- miesiąc wrzesień 2016 r. jest przykładem niskiej sprawności elektrowni wiatrowych. Pełna zainstalowana moc wiatraków to 46 GW (42 GW na lądzie, 3,6 GW na morzu). Tylko krótkoterminowo pod koniec miesiąca wiatraki osiągnęły moc niewiele ponad 20 GW. Wiele dni – to moc bliska zeru (rys. 18). Krótkoterminowo pod koniec miesiąca wiatraki i solary pokrywały ok. 50% zapotrzebowania na moc (vide rys. 18). Tak więc pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w uprzemysłowionym i gęsto zaludnionym kraju takim jak Niemcy nie może być zrealizowane wyłącznie przez OZE. Musi istnieć niezawodny, drugi system klasycznych elektrowni wykorzystujących przede wszystkim węgiel i gaz [51].

PRZYKŁAD VII

Klasyczny przykład zawodności pozyskiwania energii z OZE miał miejsce w Niemczech 24.01.2017 o godz. 7⁰⁰. Tego dnia łączna zdolność wytwarzania energii z wiatraków, solarów (PV) i elektrowni wodnych wynosiła 89,5 GW. Tymczasem z uwagi na porę dnia solary (PV) dostarczyły 0 (zero) energii, wiatraki (bezwietrzna pogoda) ok. 0,8 GW, a elektrownie wodne (niski stan wód) ok. 1,3 GW. Suma tych 3 źródeł z OZE to 2,1 GW co pokryło niecałe 3% zapotrzebowania na energię. Reszta zapotrzebowania (97%) pokryły elektrownie klasyczne (vide rys. 12). Wydarzenie to jest kolejnym dowodem na konieczność istnienia 2 systemów wytwarzania energii elektrycznej, które zagwarantują bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Niemczech. W opracowaniu [44] stwierdzono, że termiczne elektrownie pozostaną niezastąpione.

3.3.2 Próba oceny przydatności OZE w RFN w procesie wytwarzania energii elektrycznej w latach 2000 ÷ 2017.

Przeprowadzona analiza przebiegu dostaw prądu z OZE wykazuje, że źródła te (przede wszystkim wiatraki i solary (PV)) nie gwarantują bezpieczeństwa energetycznego RFN, oraz przyczyniają się extraordinaryjnych wydatków – ujemne opłaty za prąd (vide tab. 2), ponieważ:

1. W latach 2000÷2012 średni czas pracy wiatraków wynosił 1500 godz. (vide rys. 14). W roku 2011 czas pracy wiatraków wynosił 1750 godz. a solarów (PV) – 970 godz. co stanowi w ciągu roku (8760 godz.) odpowiednio – 17,98% i 11,07%
2. Rok 2012 to rekord tzw. „ujemnej opłaty za prąd”. Niemcy musiały z tego tytułu zapłacić zagranicznym odbiorcom kwotę 106 573 608 euro [tab. 2]
3. Wykorzystanie mocy zainstalowanej w 2013 r. (34 GW) poniżej 5 GW miało miejsce w ciągu 5332 godz. co stanowi 60,88% czasu dyspozycyjnego 8760 godz. w ciągu roku.
4. W roku 2014 prawie 40 dni było bezwietrznych i o słabym nasłonecznieniu. W dniu 10.11.2014 r. obydwie te źródła pokryły tylko 5% zapotrzebowania na energię elektryczną.
5. W roku 2015 – kolejny przyrost mocy zainstalowanej w OZE oraz gigantyczny przyrost kosztów związanych z przystosowaniem sieci przesyłowych do odbioru prądu z OZE. (vide tab. 3)
6. W roku 2016/2017 wystąpiły dwie krańcowo różne sytuacje:
 - okresowo wystąpiła nadprodukcja wytwarzania prądu z OZE. Niemcy byli zmuszeni za odbiór „nadwyżki” zapłacić zagranicznym odbiorcom 21 mln euro.
 - zimą 2017 r. (24 styczeń – godz. 7) praca OZE prawie zamarła – dostawa energii była równa zero. W całym styczniu 2017 – wiatraki i solary (PV) dostarczyły poniżej 5% zapotrzebowania na energię elektryczną. Resztę (95%) uzyskano ze źródeł konwencjonalnych.

Przedstawione powyżej fakty o dramatycznej niestabilności w dostawie energii elektrycznej z OZE w Niemczech, można uzupełnić analizą finansową, którą Dr K.H. Czychor przedstawił w artykule „Ist die Energiewende gescheitert” [8]. W artykule tym Autor informuje, że:

1. Od momentu (od 2000r.) wprowadzenia w życie regulacji dotyczących zasad odbioru prądu z OZE (EEG) oraz kosztów z tym związanych, wynoszą one w skali roku ca 30 miliardów euro. (ca 1500 euro/rok dla 4-osobowej rodziny).
2. W okresie 2000÷2017 4-osobowa niemiecka rodzina „dofinansowała” OZE kwotą ca 25 tys. Euro.
3. Nie „widać sposobu” jak zatrzymać przyrost tych wydatków, gdyż w najbliższych kilku latach na rozbudowę i modernizację sieci przesyłu energii elektrycznej z OZE (z „bogatej w źródła energii z OZE północnych Niemiec na południe kraju – ok. 800 km) ma pochłonąć ok. 50 miliardów euro.

Dr K.H. Czychor kończy swój artykuł bardzo surowymi wnioskami: „Człowiek może się wić i kręcić do woli; sytuacja niemieckiej rzeczywistości energetycznej wygląda katastrofalnie. Dotychczasowa polityka energetyczna (Energiewende) w dotychczasowej postaci w żadnym przypadku dalej nie może być kontynuowana” (cytat).

3.4 Wybrane przykłady pracy elektrowni klasycznych (termicznych)

3.4.1 Dwa systemy dla jednego zadania – zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Niemiec

Mimo frontalnego ataku Lobby OZE na węgiel jako paliwa do elektrowni, ten pierwotny nośnik energii ma nadal znaczny udział w polityce energetycznej Niemiec (vide rys. 7,11,5,6). Z przeprowadzonej w rozdziale 3.3.1 analizy (przykład I÷VII) 2 przypadki są charakterystyczne:

- wrzesień – 2016 – 3 tygodniowa zła pogoda wymusiła maksymalne wykorzystanie między innymi węgla, aby pokryć znaczne niedobory dostaw prądu z OZE (vide rys.18),
- 24.01.2017 to spektakularny przykład wykorzystania pierwotnych nośników energii (węgiel kamienny i brunatny, gaz). Z powodu minimalnych dostaw prądu z OZE elektrownie klasyczne musiały pokryć 79,4% (53,5 TWh) zapotrzebowania na energię elektryczną Niemiec (vide rys.12).

Decyzja o rozpoczęciu „wygaszania” elektrowni jądrowych w roku 2020 i definitywnym zamknięciu wszystkich elektrowni jądrowych w roku 2022 zaostrzy problem bezpieczeństwa energetycznego w

Niemczech. W pracy [9] przedstawiono prognozę związaną z „wygaszaniem” elektrowni jądrowych – powstanie „Dziura” energetyczna (vide rys. 13). W roku 2025 owa „Dziura” będzie wynosiła ok. 330 TWh. W wyniku dalszej rozbudowy OZE (zdaniem Lobbyistów) w roku 2035 zakłada się, że „Dziura” zmniejszy się do ok. 240 TWh, co będzie stanowiło ok. 40% z ok. 600 TWh zapotrzebowania (brutto) na energię elektryczną. Obecnie do pokrycia owej „Dziury” stają do dyspozycji klasyczne (termiczne) elektrownie o mocy zainstalowanej ok. 92 GW. Lobbyści OZE twierdzą, że znaczną część zapotrzebowania na wytwarzanie energii elektrycznej w 2035 roku mają zabezpieczyć OZE.

Zdaniem Rządowej Agencji w 2035 r. OZE mają być rozbudowane do 155,9 GW (rys. 19) co będzie stanowiło przyrost o ok. 70% w stosunku do stanu obecnego [42]. Zdaniem PT Realistów i Sceptyków, których opinie zostały przywołane w niniejszym artykule (Jacobi H., Ahlborn D., Czychor K.H.) taka gigantyczna rozbudowa farm wiatrakowych niewiele zmieni w zakresie zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego Niemiec. Symulowany [11], 2-krotny przyrost zainstalowanej mocy wiatraków tylko w niewielkim (w skali roku) przedziale czasowym zwiększył produktywność farm wiatrakowych (vide rys. 15). W artykule [11] zestawiono charakterystyczne parametry poszczególnych typów elektrowni. Zestawienie to jest niezbyt korzystne dla OZE (vide rys. 7). Stałe rosnące nakłady i dopłaty na OZE [13] zilustrowano na rys. 17. W/w „mankamenty” OZE są zdaniem niektórych PT Specjalistów [37] jedną z bardzo ważnych przyczyn wysokich cen energii elektrycznej dla przemysłu w Niemczech (rys. 20).

W wyniku trwających od kilku lat ostrych sporów i dyskusji przyjęto na drodze consensusu następujące rozwiązanie „Dwa systemy dla jednego zadania – zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Niemiec”.

W ramach tego consensusu (vide rys. 19) uzgodniono, że powodzenie zmian zaproponowanych w ramach funkcjonowania 2-ch równolegle działających systemów – klasycznych elektrowni i OZE – będzie realizowane:

- etapowo – do roku 2035,
- z uwzględnieniem problemu magazynowania okresowo występującego nadmiaru energii elektrycznej z OZE.

Dotychczasowe magazynowanie nadmiarowej energii elektrycznej z wykorzystaniem elektrowni szczytowo-pompowych jest niewystarczające ponieważ:

- elektrownie szczytowo-pompowe mogą tylko magazynować niewielką ilość energii wystarczającą na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu kilku godzin,
- obecna ilość czynnych elektrowni szczytowo-pompowych jest znikoma w stosunku do potrzeb.
- budowa nowych jest bardzo kosztowna i napotyka na zdecydowany sprzeciw ekologów.

Na obecnym etapie zaawansowania prac badawczych i rozwojowych wykorzystanie baterii na skalę przemysłową jako magazynów (akumulatorów) energii jest mało prawdopodobne. W rozdziale 3.4.2 zostaną przedstawione aktualne badania w Niemczech nad jedną z przyszłościowych metod magazynowania nadmiaru energii elektrycznej z OZE.

3.4.2 Idea magazynowania nadmiaru energii elektrycznej pochodzącej z OZE

Jedną z konsekwencji niestabilności pozyskiwania energii elektrycznej z OZE jest konieczność rozwiązania na skalę techniczną problemu magazynowania nadmiaru energii wytworzonej przez OZE (głównie wiatraki i solary - PV) w trakcie wystąpienia bardzo korzystnych uwarunkowań pogodowych.

Obecnie Niemcy prowadzą intensywne badania nad możliwością wykorzystania syntetycznego metanu do „magazynowania” energii elektrycznej.*

Pięcioetapowy proces magazynowania nadmiaru energii elektrycznej z OZE

Program zmiany polityki energetycznej Niemiec (Energiewende) przewiduje stały przyrost zainstalowanej mocy OZE. Z uwagi na powszechnie znaną niestabilność wytwarzania energii elektrycznej z OZE należy rozważyć:

- problem magazynowania na skalę techniczną występującej okresowo nadwyżki energii elektrycznej,

- problem „zwrotu zmagazynowanej energii elektrycznej” do sieci w trakcie występowania złych warunków pogodowych
Ośrodki badawcze w RFN (26,38,39,40) od kilku lat prowadzą intensywne badania nad możliwością wykorzystania syntetycznego metanu – CH₄ – do magazynowania w 5-cio etapowym procesie nadmiaru energii elektrycznej z OZE (rys. 21)

Etap I – Przesył nadmiarowej ilości wytworzonej przez OZE (głównie wiatraki i solary) do instalacji etapu II-go – sprawność – 0,95÷1,0.

Etap II – Elektroliza – pozyskiwanie wodoru – H – sprawność instalacji – 0,64÷0,80.

Etap III – Pozyskiwanie syntetycznego metanu – CH₄ – w procesie syntezy wodoru - H pozyskanego w etapie II z dostarczonym CO₂ – sprawność instalacji – 0,80÷0,85

*W trakcie wizyty w stacji badawczej w Ibbenbüren (czerwiec – 2017) poinformowano mnie, że badania te są prowadzone w ok. 40 ośrodkach badawczych RFN.

Etap IV –Zatłaczanie pozyskanego w III etapie syntetycznego metanu – CH₄ do:

- sieci gazociągowej (30 lub 80 bar),
 - do zbiorników gazu – 200 bar.
- Sprawność zatłaczania – 0,85÷0,95

Etap V – Wykorzystanie zmagazynowanego syntetycznego metanu – CH₄ w elektrowniach. Sprawność (zależnie od rodzaju elektrowni) – 0,35÷0,55.

Całkowita sprawność w/w procesie została przedstawiona na rys. 22.

Twórcy interdyscyplinarnych badań związanych z ideą magazynowania nadmiaru energii elektrycznej pozyskiwanej z OZE są obecnie na etapie studiów literaturowych oraz badań laboratoryjnych. Na dzień dzisiejszy wyniki są „mizerne”:

- finalna sprawność metody jest bardzo niska – waha się w granicach 0,14÷0,36,
- sumaryczne (przyjęte wydatki na uruchomienie w skali technicznej zaproponowanego systemu magazynowania nadmiaru energii elektrycznej z OZE dałyby w efekcie

horrendalne koszty 1 kWh z „odzysku” (79 do 228 centów/kWh) [38]

PT Autorzy w/w idei twierdzą, że między innymi:

- poprzez poprawę sprawności wszystkich 5-ciu etapów magazynowania nadmiaru energii elektrycznej,
- optymalizację nakładów finansowych związanych z budową instalacji w skali technicznej,

koszty związane z magazynowaniem nadmiaru energii elektrycznej z OZE oraz jej „odzyskanie” i pokrycie „dziury” (luki) w okresie złych warunków pogodowych, będą konkurencyjne względem elektrowni klasycznych. To ambitne zadanie winno być zrealizowane do roku 2050, kiedy to zdaniem rządu RFN, OZE mają dostarczyć 80% energii elektrycznej.

4.0 Próba oceny aktualnego i przyszłego systemu bezpieczeństwa energetycznego Niemiec.

Podjęta przez Rząd Federalny w 2010 r. decyzja o przebudowie systemu energetycznego (ustawa EEG) nie przyniosła oczekiwanego rozstrzygnięcia sporu politycznego i merytorycznego dotyczącego w głównej mierze OZE. Punkt ciężkości przebudowy systemu energetycznego jest nierozzerwalnie związany z ciągłą rozbudową farm wiatraków i solarów (PV). Z uwagi na niestabilną pracę wiatraków i solarów (PV) – uwarunkowania pogodowe – dalsza intensywna rozbudowa „wiatraków i solarów” nie zagwarantuje zdaniem PT Sceptyków oczekiwanego bezpieczeństwa energetycznego. Zdaniem PT Sceptyków zmiana systemu na „wzór niemiecki” zmusza do zastosowania wspomnianej już koncepcji: „Dwa systemy dla jednego zadania – zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Niemiec”. Ta nowa koncepcja ma zagwarantować Niemcom „bezpieczny, ekonomiczny i ubogi w CO₂” system energetyczny. Dla realizacji tej tezy Rząd Federalny RFN w 2017 r. zmodyfikował założenia dotyczące zmian w systemie bezpieczeństwa energetycznego z roku 2010 (ustawa EEG). Koncepcja PT Zwolenników znowelizowanej ustawy z roku 2017 została opracowana w kilku wariantach [17] w okresie od 2016÷2025 (rys. 23) przez Instytut Gospodarki Niemiec w Koloni – IW. Z uwagi na wiele czynników wpływających na pracę pozyskiwania energii elektrycznej z OZE IW w Koloni sugeruje Inwestorom i Przedsiębiorcom „krytyczną ocenę zaprezentowanych wariantów”.

wariant 1 – maksymalne wydatki na OZE w 2025 r. wyniosą ok. 33 miliardów euro, dopłata – 10,2 ct /kWh

wariant 2 – wg prognoz rządowych nastąpi rozbudowa farm wiatraków na morzu oraz likwidacja części zdekapitalizowanych farm na lądzie. Wydatki na OZE wyniosą:

- 28,2 miliarda euro – 2020r, dopłata 8,6 ct/kWh

- 28,7 miliarda euro – 2025 r. dopłata 8,74 ct/kWh.

wariant 3 – wg IW – Kolonia – nastąpi rozbudowa farm wiatrakowych na lądzie oraz małych farm solarów (PV). Wydatki na OZE wyniosą:

- 31,8 miliarda euro – 2020 r., dopłata 9,7 ct/kWh

- 32,9 miliarda euro – 2025 r., dopłata 10,02 ct/kWh.

Instytut Gospodarki Niemiec w Koloni [17] zwraca uwagę na znaczny przyrost nakładów na OZE w latach 2016÷2025. Podkreśla również znaczącą wagę niepewnego faktycznego rozwoju OZE w przyszłych latach.

Scenariusz przebudowy systemu energetycznego do roku 2035 przedstawia się następująco [42]:

Agencja Rządowa planuje zmniejszenie gwarantowanej mocy elektrowni termicznych z 97,8 GW w roku 2015 do ok. 70 GW w roku 2035. Obniżka ta ma być efektem:

- generalnej przebudowy sieci energetycznych w latach 2017÷2030,
- znaczną obniżką zużycia energii elektrycznej.

Równocześnie ta sama Agencja Rządowa przewiduje wzrost mocy zainstalowanej w OZE z 83,9 GW w roku 2015 do 155,9 GW w roku 2035 (vide rys. 19).

5.0 Rola poszczególnych źródeł energii decydujących o mixie energetycznym w Polsce.

5.1 Wprowadzenie

Gospodarka każdego rozwiniętego kraju jest w decydującym stopniu uzależniona od posiadanych źródeł energii. Czołowi politycy polscy doceniają rolę węgla. I tak:

- Prezydent RP dr Andrzej Duda twierdzi, że „Węgiel jest podstawą suwerenności energetycznej Polski, której nikt nie ma prawa nam odebrać”,
- Pani Premier Beata Szydło twierdzi, że „Górnictwo jest i będzie dla polskiej gospodarki niezwykle ważne. To będzie nowoczesne górnictwo. Takiego górnictwa chcemy i takie górnictwo budujemy”.

Gwarancja stabilnego i ekonomicznie uzasadnionego pozyskiwaniem energii elektrycznej z wykorzystaniem rodzimych źródeł energii jest warunkiem koniecznym i niezwykle istotnym w kontekście wdrażanej przez v-ce Premiera Rządu RP M. Morawieckiego „Polityki zrównoważonego rozwoju”.

W niniejszym artykule, aby móc ocenić obecny i perspektywiczny stan polskiego kompleksu paliwowo-energetycznego, w rozdziałach 3÷4 zestawiono i przeanalizowano rozwiązania sprawdzone i wdrożone (i nadal wdrażane) w RFN. W kolejnych rozdziałach niniejszego artykułu zostanie podjęta próba oceny stopnia realności możliwości wdrożenia niektórych rozwiązań niemieckich w warunkach polskich.

5.2 Ocena aktualnego stanu górnictwa w Polsce.

5.2.1 Górnictwa węgla kamiennego.

Oceną aktualnego stanu polskiego górnictwa węgla kamiennego zajmuje się liczne grono PT Naukowców i Praktyków. Bardzo ważnym (moim zdaniem) jest stanowisko Nestora polskiego górnictwa Prof. A. Lisowskiego. Poniżej zostaną przytoczone wybrane przemyslenia Prof. A. Lisowskiego [27]

„Zamykano więc kopalnie, które bez racjonalnego uzasadnienia kwalifikowano jako **„trwale nierentowne”** lub (w końcowych latach 1900) jako kopalnie tworzące tzw. **„nadmierne zdolności produkcyjne”**.

W wyniku tak prowadzonej rynkowej transformacji – **w latach 1993 – 2004 zlikwidowano 32 kopalnie** (spośród 70). Zasoby

przemysłowe górnictwa węgla kamiennego – zmniejszyły się w tym czasie z 16,1 miliarda ton do 6,9 miliarda. Do roku 2008 ubyło dalszych 5 kopalń a w stosunku do roku 1988, poprzedzającego Okrągły Stół – roczna produkcja węgla kamiennego zmniejszyła się o **około 110 milionów ton***. Zatrudnienie w kopalniach zmniejszyło się o około 290 tysięcy pracowników – nie licząc zatrudnienia w otoczeniu górnictwa.

W roku 2014 produkcja węgla kamiennego zmniejszyła się do **73,2 miliona ton a import wyniósł około 8 milionów ton**".

* dla porównania – Niemcy na zmniejszenie wydobycia o 155 mln ton potrzebowali 65 lat.

Prof. A. Lisowski w dalszej części swojej wypowiedzi [27] zaleca między innymi:

- Rozpatrywać węgiel kompleksowo jako surowiec, który trafia do końcowego odbiorcy: albo w postaci nieprzetworzonej (np. do indywidualnego ogrzewania) albo – korzystniej – po **przetworzeniu przez właściciela górnictwa** na prąd (w elektrowniach i elektrociepłowniach); na koks, paliwa płynne, gazowe i inne produkty. Należy przewidywać właśnie taką sytuację a więc efektywność ekonomiczną pozyskiwanego węgla liczyć z uwzględnieniem przetworzenia na końcowe produkty.
- Konsekwentnie – funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego należy rozpatrywać w **strukturze koncernowej** obejmującej dalsze przetwórstwo. Do obsługi zarządzania w tak funkcjonującym górnictwie należy przewidywać skuteczne wykorzystanie (rozwijanych wcześniej) skomputeryzowanych systemów zarządzania z pogłębioną analityką i optymalizacją planowania.
- Rynkową transformację kopalń należy rozpatrywać **nie w wariacie likwidacyjnym a modernizacyjnym** tzn. nie likwidować najmniej efektywne kopalnie a najbardziej nieefektywne ogniwa we wszystkich kopalniach – **upraszczając je i podnosząc koncentrację produkcji**.
- Zamiast likwidować tzw. *nadmierne zdolności produkcyjne* – przewidywać **rozbudowę w możliwie najszybszym tempie – chemicznej przeróbki węgla na paliwa płynne i gazowe** – doprowadzając skalę przetwórstwa np. do 50 milionów ton/rok (wzorem RPA, która tym sposobem uniezależniła się od **objętych embargiem dostaw ropy i gazu**). Przyjmować przy tym jako pewnik, że na racjonalne przedsięwzięcia inwestycyjne – objęte

gwarancjami rządu dużego państwa – **na rynku kapitałowym jest dość środków.**

- Nie likwidować eksportu, utrzymywać ceny sprzedaży węgla na poziomie parytetu importowego, nie obciążać produkcji kopalń nadmiernymi podatkami, nadmiar załogi kierować do przedsiębiorstw „rekultywacji Śląska”... itd.

Część w/w postulatów Prof. A. Lisowskiego jest brana pod uwagę przez PT Decydentów. Niezbyt zrozumiała jest jednak decyzja o likwidacji KWK „Krupiński”. Zdaniem wybitnego geologa Prof. K. Probierza z Politechniki Śląskiej [36] w likwidowanej kopalni znajduje się ok. 17% węgla koksującego JSW. Kompleksowe badania geologiczne, zdaniem Prof. K. Probierza wykazały, że w odległości ok. 600 ÷ 800 m od istniejących wyrobisk udostępniających kopalni znajduje się kilkumetrowej grubości partia węgla koksującego typu 35 (hard) w ilości „n” milionów ton. Węgiel tego typu jest ewenementem w skali europejskiej (jesteśmy praktycznie jedynymi producentami tego rodzaju węgla koksującego w Europie). Winniśmy jako monopolisci wykorzystać decyzję UE, której założenia zostaną podane poniżej [7]

„Komisja Europejska opublikowała w maju 2014 r. Komunikat (COM(2014) 297 final) w sprawie przeglądu wykazu surowców krytycznych dla Unii Europejskiej i wdrażania inicjatywy na rzecz surowców. Dwadzieścia surowców wymienionych w dokumencie ma znaczenie krytyczne, ponieważ ryzyko związane z brakiem podaży oraz jego skutki dla gospodarki krajów Unii Europejskiej są większe niż w przypadku innych surowców. Wpisanie węgla koksowego na listę surowców krytycznych świadczy o jego istotnym znaczeniu dla gospodarki krajów członkowskich. Dla europejskiego przemysłu stalowego ważna jest gwarancja stabilnych dostaw swoich podstawowych surowców na konkurencyjnych warunkach.

UE (28) jest historycznie znaczącym importerem węgla koksowego, najważniejszego obok rudy żelaza surowca dla przemysłu stalowego”.

Wykaz surowców krytycznych dla UE podano w tab. 4.

Tab. 4 Wykaz surowców krytycznych dla UE (2013) [37]

Lp.	Surowiec krytyczny	Wskaźnik zastępowalności*	Lp.	Surowiec krytyczny	Wskaźnik zastępowalności*
1.	Antymon	0,62	11.	Magnezyt	0,72
2.	Beryl	0,85	12.	Magnez	0,64
3.	Borany	0,88	13.	Grafit naturalny	0,72
4.	Chrom	0,96	14.	Niob	0,69
5.	Kobalt	0,71	15.	Fosforyt	0,98
6.	Węgiel koksowy	0,68	16.	Metale z grupy platynowców	0,83
7.	Fluoryt	0,80	17.	Metale ciężkie ziem rzadkich	0,77
8.	Gal	0,60	18.	Metale lekkie ziem rzadkich	0,67
9.	German	0,86	19.	Krzem metaliczny	0,81
10.	Ind	0,82	20.	Wolfram	0,70

Źródło: Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego... COM(2014) 297 final

* wskaźnik zastępowalności jest miarą trudności w zastąpieniu surowca, obliczoną i ważoną w odniesieniu do wszystkich zastosowań. Wartości mieszczą się w przedziale od 0 do 1, przy czym 1 oznacza najniższy stopień zastępowalności.

Obecnie wydobycie węgla kamiennego 70,4 mil. ton nie pokrywa krajowego zapotrzebowania, musimy importować węgiel kamienny głównie z Rosji.

Udział węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 50%.

5.2.2 Górnictwo węgla brunatnego.

Sytuacja górnictwa węgla brunatnego w Polsce jest bardzo trudna. Dalszy bezpieczny bardzo istotny dla naszej gospodarki narodowej rozwój górnictwa węgla brunatnego wybitny specjalista Prof. Z. Kasztelewicz uzależnia od realizacji n/w warunków [20].

A. Opracowanie nowej Polityki Surowcowej Polski wraz ustawowym chronieniem -zabezpieczeniem złóż węgla brunatnego przed ich powierzchniową zabudową.

B. Ustalenie listy złóż strategicznych węgla brunatnego (kamiennego) dla gospodarczego wykorzystania w XXI wieku.

C. Usprawnienie postępowań związanych z uchwalaniem studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w rejonie inwestycji górniczych.

D. Usprawnienie postępowań zmierzających do uzyskania decyzji środowiskowej.

E. Usprawnienie procesu pozyskiwania i przedłużania koncesji wydobywczych przez ustawowe opracowanie nowych zasad formalno-prawnych budowy nowych kopalń na wzór ustawy autostradowej, czy też ostatnio o gazie łupkowym.

F. Zniesienie wymogu uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w przypadku przedłużania koncesji na wydobywanie kopalin ze złóż;

G. Uniemożliwienie czasochłonnego „przeciągania” postępowań i blokowania inwestycji w trakcie postępowań administracyjnych, które toczą się z udziałem społeczeństwa.

H. Weryfikacja polityki fiskalnej państwa tak, by dostosować poziom obligatoryjnych obciążeń branży do jej możliwości płatniczych.

I. Opracowanie nowej Polityki Energetycznej Polski do roku 2050 wraz z wdrożeniem rynku mocy.

Obecnie wydobycie węgla brunatnego wynosi ok. 60 mil. ton/rok. Udział węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 35%

5.3 Odnawialne źródła energii w Polsce – OZE

Wprowadzenie.

Obowiązek wdrażania w Polsce dyrektywy UE 3x20 napotyka na różny stopień trudności. I tak:

- obniżanie energochłonności jest systematycznie wdrażane,
- obniżanie emisji antropogenicznego CO₂ zostało w latach 1988÷2012 zrealizowane w „nadmiarze” (ok. 30%). Planowane przez UE obniżenie do 2050 r. emisji antropogenicznego CO₂ o 80% wydaje się być nierealne,
- wdrażanie w Polsce stosowania OZE ma przebieg łagodniejszy z uwagi na ustalenia niższego limitu w wysokości 15% w bilansie energetycznym kraju.

Aktualny stan wykorzystania OZE w Polsce.

Prowadzona z wielkim rozmachem kampania na rzecz wykorzystania OZE w Polsce przynosi skromne wyniki. Główny Urząd Statystyczny w publikacji [15] zawarł dane, które ukazują, że jedynie biopaliwa stałe (drewno) stanowi poważną pozycję w grupie OZE w Polsce (rys. 24). Sytuacja ta może ulec niekorzystnym zmianom w związku z restrykcyjnymi przepisami wprowadzającymi zakaz spalania drewna o wilgotności większej niż 20%.

Udział OZE w produkcji energii elektrycznej jest bardzo skromny. I tak:

- biomasa + gaz – 5,2%,
- elektrownie wodne – 1,5%,

- wiatraki – 3,7%

6.0 Ocena możliwości zmiany prawa zezwalającego na dyskwalifikację węgla jako podstawowego surowca energetycznego

6.1 Wprowadzenie

Potężne lobby antywęglowe od kilkadziesiąt lat wykorzystuje różne organizacje międzynarodowe (ONZ, UE i inne) do przeprowadzenia dekarbonizacji gospodarek poszczególnych państw. Polska jako kraj wykorzystujący w bardzo wysokim stopniu (ok. 85%) węgiel do produkcji energii elektrycznej winien w maksymalnym możliwym stopniu wesprzeć działania prowadzone na arenie międzynarodowej, które mogą zlikwidować bądź osłabić restrykcyjne prawodawstwo antywęglowe.

6.2 Konieczność podjęcia prób zmiany regulacji prawnych dotyczących oceny czynników wpływających zdaniem UE na zmiany klimatu.

Oprócz wykazania znikomego wpływu antropogenicznego CO₂ na zmiany klimatu (vide pkt. 3.1), pewna grupa polityków proponuje zmienić obowiązujące ustalenia w tym zakresie. I tak:

1. Na wniosek Grupy Europa Wolności i Demokracji w Parlamencie Europejskim – EWD opracowano raport [33]. Jeden z rozdziałów brzmi następująco:

Możliwość rewizji zapisów pakietu energetyczno-klimatycznego w obrębie istniejących ram prawnych

- **Z uwagi na fakt, że pakiet energetyczno-klimatyczny składa się z kilku aktów prawnych, nie istnieje jedna procedura, która przewidywałaby rewizję całego pakietu.** Jednakże wspomniane wyżej akty prawne zostały zaadoptowane na podstawie dwóch postanowień traktatowych, upoważniających instytucje UE do podejmowania kroków prawnych, tj. **Artykułów 192 i 193 TFUE.**
- W rezultacie działania mające na celu dokonanie rewizji pakietu powinny być ukierunkowane i oparte na interpretacji tych dwóch postanowień TFUE, a w szczególności związku pomiędzy nimi.

- Należy podkreślić, że **zwalczanie zmian klimatycznych jest jednym z aspektów polityki środowiskowej UE, która jest nieodzowną częścią TFUE**. Nie mniej jednak, ani polityka środowiskowa jako taka, ani w szczególności cele polityki łagodzenia zmian klimatycznych nie plasują się hierarchicznie wyżej od innych wartości / zasad chronionych przez TFUE, takich jak funkcjonowanie wewnętrznego rynku energii czy zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii.
 - W rezultacie **korzystną metodą rewizji prawnego podejścia do pakietu energetyczno-klimatycznego jest zastosowanie podejścia Dworkina, polegającego na zrównoważeniu zasad i reguł zawartych w TFUE, w szczególności przeciwważeniu zasady łagodzenia zmian klimatycznych regułami funkcjonowania wewnętrznego rynku energii i / lub zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii w UE**. Z punktu widzenia dyskursu polityki klimatycznej UE, jak również w świetle Artykułu 194TFUE, podkreślanie roli węgla w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego pewnych państw członkowskich jest niezwykle ważne. Podobne stanowisko prezentuje P. Szlagowski [34]
2. Przedstawiciele 195 państw 12 grudnia 2015 r. podpisali w Paryżu w trakcie trwania „Konferencji Klimatycznej COP21” porozumienie klimatyczne. Jego ostateczny kształt, wbrew wstępnym planom, nie narzuca konkretnych zobowiązań. Z punktu widzenia Polski zawiera dwa bardzo ważne stwierdzenia:
- nie ma w porozumieniu mowy o dekarbonizacji gospodarek narodowych,
 - dopuszcza się równoważenie emisji antropogenicznego CO₂ poprzez zalesienie.
- Korzystając z zapisów porozumienia paryskiego (COP21), gdzie nie ustanowiono globalnego systemu handlu emisjami, władze Polski winny dążyć do przekonania UE, że dalsze funkcjonowanie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami ETS UE ogranicza rozwój gospodarczy i konkurencyjność europejskiej gospodarki. Szczególną uwagę należy poświęcić zablokowaniu tzw. „Pakietu zimowego” (550g/1kWh).
3. Zgodnie z informacjami podanymi w pracy [24]:
Sprawa ograniczeń coraz bardziej dzieli Unię Europejską. Dał temu wyraz dr Waclaw Klaus, prezydent Republiki Czeskiej. W swoim wystąpieniu w czasie Międzynarodowej Konferencji w sprawie Zmian

Klimatu, zorganizowanej w dniach 2-4 marca 2008 r. w Nowym Jorku przez Nongovernmental International Panel on Climate Change (NIPCC – Pozarządowy Międzynarodowy Zespół do spraw Zmiany Klimatu), stwierdził, że słabiej rozwinięte państwa europejskie, które wcześniej weszły do Unii – Grecja, Irlandia, Portugalia i Hiszpania wykorzystały ten okres do gwałtownej poprawy ekonomii. W ciągu tych 15 lat ich emisja CO₂ wzrosła o **53%**. Kraje postkomunistyczne przeszły wtedy głęboką transformację gospodarczą, łącznie z likwidacją ciężkiego przemysłu, co zaowocowało drastycznym obniżeniem PKB oraz zmniejszeniem CO₂ o **32%**. Natomiast stare kraje unijne, rozwijając się powoli, a nawet wykazując stagnację zwiększyły swą emisję CO₂ o **4%**. Brukselska biurokracja chciałaby zapomnieć o tych różnicach i w ciągu następnych 13 lat zrobić „urawniówkę”, żądając od wszystkich zmniejszenia emisji o **30%!** **Czy więc naprawdę chodzi o klimat?**

6.3 Arbitralność w tworzeniu prawa w UE.

W trakcie obrad w grudniu 2015 r. w Paryżu przyjęto „Porozumienie paryskie” podpisane przez przedstawicieli 195 krajów. W ramach tego porozumienia nie pojawiło się lansowane przez UE pojęcie dekarbonizacji gospodarek narodowych (ogromny sukces polskiej delegacji).

W listopadzie 2016 r. Komisja Europejska przyjęła założenie tzw. „Pakietu zimowego”. W ramach tego pakietu proponuje się limit 550g CO₂/1kWh dla elektrowni węglowych, co na obecnym rozwoju techniki wyklucza z grona producentów energii elektrycznej elektrownie węglowe. W związku z planowanym wdrożeniem „Pakietu zimowego” jako obowiązującego aktu prawnego od 1.01.2018 r., zastanawiającym jest fakt, dlaczego tak rygorystyczną regulację planuje się wdrożyć w „ekspresowym” tempie. Katastrofalny dla polskiej energetyki zapis „550” nie był wcześniej konsultowany.

Przedstawione powyżej dwie bardzo ważne regulacje prawne ukazują arbitralność Komisji Europejskiej w zakresie tworzenia prawa. KE zignorowała ustalenia „Porozumienia paryskiego” z 2015 r. i planuje od 1.01.2018 r. za pomocą sztuczki prawnej ponownie wprowadzić w UE dekarbonizację. Rząd Polski winien zdecydowanie przeciwstawić się tej propozycji.

P.S. W działalności legislacyjnej UE osiągnięto kolejny szczyt irracjonalności. W publikacji [32] z dnia 20.10.2017 r. można znaleźć następujący zapis:

„ W Brukseli w nawiązaniu do polityki antywęglowej niektórzy dysydenci sugerowali, że warto byłoby zmienić nazwę węgla koksującego na coś, co nie ma w nazwie „węgla”. Podkreślali, że wiedzą, iż węgiel koksujący jest niezbędny przy produkcji koksu i przy produkcji stali, a nie do palenia w piecu czy elektrowni, ale łatwiej byłoby to wszystkim zrozumieć, gdybyśmy go jednak inaczej nazwali. Zapewniali, że w takiej sytuacji może udałoby się dla nas zrobić nawet jakiś specjalny program.”

7.0 Źródła negatywnych opinii dotyczących górnictwa węglowego i węgla

7.1 Wprowadzenie

Oprócz restrykcyjnych i arbitralnych zarządzeń wymierzonych przez UE w polski węgiel, który jak wiadomo jest naszym skarbem narodowym gwarantującym nam suwerenność energetyczną – jesteśmy na 2-gim miejscu w UE pod względem niezależności od importu nośników energii – istnieje również krajowe antylobby. Krajowi przeciwnicy węgla oraz znaczna część mediów prowadzą nierzetelną „antypropagandę węglową”. Poniżej zostaną przedstawione wybrane przykłady tej antypropagandy.

7.2 Czarny „P i R” dotyczący górnictwa i węgla.

1. Tendencyjne relacjonowanie w mediach problemów związanych z budową odkrywkowych kopalń węgla brunatnego. W sposób nieobiektywny przedstawia się proces eksploatacji węgla brunatnego twierdząc między innymi, że:

- górnicy zajmują „n” hektarów terenów pod eksploatację węgla brunatnego,
- budowa kopalni i eksploatacja węgla brunatnego niszczy bezpowrotnie infrastrukturę.

Tymczasem:

- górnictwo tylko okresowo „zagospodarowuje” ok. 40 tys. ha (odkrywki węgla brunatnego ok. 20 tys. ha). Tereny te są sukcesywnie rekultywowane i ponownie zagospodarowywane. Ciekawostką może być fakt, że sumaryczna powierzchnia nieużytków w Polsce wynosi ok. 2 mil. ha.

- problem niszczenia infrastruktury jest względny.

Dwa przykłady:

- a) Zagłębie Ruhry – RFN (powierzchnia 4435 km², gęstość zaludnienia - 1166 osób/1 km²) – wydobywa się metodą odkrywkową ok. 115 mil. – ton węgla brunatnego/rok. „Pod odkrywki” przesiedlono znaczną grupę ludności, zmieniono bieg rzeki Inde, przeniesiono kilkanaście dróg (w tym autostradę) oraz linię kolei państwowej. Ponadto przeniesiono obiekty sakralne (kościóły, figury, cmentarze etc.). Górnicy mają zgodę na kontynuowanie eksploatacji węgla brunatnego w tym rejonie do roku 2045 (węgiel w tym rejonie eksploatuje się od ok. 100 lat), gdyż osiągnięto consensus pomiędzy ludnością miejscową – ekologami – przemysłem i administracją.
- b) Województwo Dolnośląskie – bardzo ważny, potencjalny rejon wydobycia węgla brunatnego w Polsce. Zaludnienie wynosi 146 osób/1km². Infrastruktura terenów przyszłych odkrywek jest raczej mizerna. Media gremialnie krytykują budowę kopalń węgla brunatnego w tym rejonie.

Analizując dwa w/w przykłady nasuwa się wniosek aby PT Przeciwnicy górnictwa węgla brunatnego w Polsce dokładniej zapoznali się z tematyką relacjonowanych zagadnień. Węgiel brunatny będzie przez wiele lat (podobnie jak w RFN) wykorzystywany w Polsce do produkcji energii elektrycznej.

2. Manipulacja dotycząca relacji o przyczynach powstawania „smogu”. Wykorzystuje się ogromne zagrożenie jakim dla zdrowia ludzkiego jest smog. Zdaniem mediów głównym sprawcą smogu jest węgiel. Tymczasem np. w Krakowie smog jest powodowany:
 - lokalizacją w kotlinie, zaburzeniem ciągów powietrza przez wysokie zabudowania na obrzeżach ,
 - bardzo duży ruch samochodów „krakowskich” (w 2016 r. było zarejestrowanych ok. 526 tys. samochodów – wg GUS - ok. 22% w wieku 16÷20 lat) oraz znaczna ilość samochodów będących w transycie. Samochody z uwagi na gigantyczne korki (5 miejsce w Polsce) z powodu na ciągłe starty i hamowania wydzielają „n” ton pyłów z tarcz hamulcowych,

sprzęgieł, ścieranych opon i asfaltu. Zapylenia są potęgowane pyłem z placów budów, z okolicznych pól (pyły i nawozy). Luksusem jest mycie ulic. Sytuację pogarsza również lotnisko w Balicach – spaliny są przenoszone nad Kraków (wiatry zachodnie). Nie należy również zapominać o niedozwolonym spalaniu odpadów w krakowskich i okolicznych domostwach. Węgiel też ma swój mały udział.

Spektakularnym przykładem wpływu komunikacji na powstawanie smogu jest miasto St. L. City (rys. 25a i 25b) gdzie 57% udziału w smogu ma transport samochodowy. W mieście nie ma ani jednego pieca opalanego węglem.

3. Totalna krytyka utworzenia rynku mocy.

Oponenti twierdzą, że jest to ukryta dotacja (podatek) do energetyki i górnictwa. Zapomina się o dotacjach do OZE. Tymczasem projekt ustawy o rynku mocy zakłada wprowadzenie finansowego mechanizmu wspierającego energetykę węglową, na której oparta jest stabilność systemu elektroenergetycznego.

4. Nierzetelne i tendencyjne przedstawianie dotacji budżetowych dla górnictwa. Naczelna Izba Kontroli w dniu 22.06.2017 r. opublikowała raport w którym podała następujące dane za lata 2007÷2015. I tak w tym okresie:

- a. górnictwo wpłaciło do budżetu z tytułu podatków i innych opłat 64,5 mld zł,
- b. rząd udzielił górnictwu wsparcie w kwocie 65,7 mld zł, w tym 58,4 mld zł dla ZUS.

Pojawiające się pytania, czy dopłaty do emerytur i rent górniczych w latach 2007÷2015 można traktować jako pomoc dla górnictwa (dotacje). Podobne stanowisko jak NIK w swoich opracowaniach przedstawia Prezes GiPH J. Olszowski, który wykazuje, że polski węgiel jest obciążony ok. 35 różnego rodzaju podatkami i daninami. W tym miejscu należy przypomnieć decyzję rządu II RP, który w bardzo trudnej sytuacji górnictwa w 1925 r. podjął dwie niezmiernie ważne decyzje [35]:

- zniesienie podatku węglowego,
- rozpoczęcie budowy magistrali węglowej Śląsk-Gdynia.

5. niesprawiedliwe i złośliwe komentarze dotyczące deputatów węglowych dla górników. Deputaty węglowe górnicy na Śląsku otrzymywali już na przełomie XIX i XX w., w II RP, w PRL oraz III

RP. W II RP deputat węglowy otrzymywali również kolejarze w tym renciści i emeryci. Kolejarze ekwiwalent za deputat węglowy otrzymują do dnia dzisiejszego. Oprócz tego korzystają z darmowych przejazdów. Zatrudnieni pracownicy w energetyce mają 80% dopłaty do rachunku za energię elektryczną. Lotnicy otrzymują okresowo bezpłatne bilety na przeloty etc.

8.0 Prognozy rozwoju mixu energetycznego w Polsce w latach 2017 – 2030 – 2050

8.1 Wprowadzenie.

Decydenci odpowiedzialni za wymuszone w pewnym sensie przez UE przebudowę polskiej energetyki mają do rozwiązania problem na skalę „węzła gordyjskiego”. W tym miejscu zostanie podjęta próba udzielenia odpowiedzi na pytanie QUO VADIS POLSKA ENERGETYKO?

8.2 Rola polskiego węgla kamiennego i brunatnego w mixie energetycznym

Presja wywierana na Polskę przez UE wymusza na decydentach zmniejszenie udziału węgla w mixie energetycznym. Docelowo planuje się zmniejszenie udziału węgla w mixie energetycznym z obecnych ok. 85% do 60% a nawet do 50% w roku 2050. Osobiście jestem sceptycznie ustosunkowany do w/w prognozy ponieważ:

1. Światowe prognozy zapotrzebowania na pierwotne nośniki energii węgla wykazują tendencję wzrostu (vide rys. 1). Bardzo ważnym wydarzeniem w tej dziedzinie jest przywrócenie w USA węgla do łask. Podobne zjawisko ma miejsce w W. Brytanii, gdzie elektrownie węglowe mają „odżyć” produkując energię elektryczną w trybie 11-to godzinnym [16].
2. Polskie zasoby węgla kamiennego a szczególnie węgla brunatnego są bardzo duże. Paliwa te są najtańszymi nośnikami energii.
3. Istnieją prawne możliwości zlikwidowania bądź zminimalizowania represyjnych zarządzeń UE wymierzonych w „górnictwo węgla i węgla” (vide rozdz. 6.0).

W następnych rozdziałach przedstawię moją (być może subiektywną) ocenę w tej materii.

8.3 Zasadność dalszego wydobywania węgla.

8.3.1 Wprowadzenie.

Powszechnie znana jest wiedza, że zasoby węgla w Polsce, szczególnie w perspektywie następnych dziesięcioleci, są znaczne. Niestety obecnie w trudnej sytuacji znajduje się górnictwo węgla kamiennego a bardzo trudnej górnictwo węgla brunatnego, który jest najtańszym nośnikiem energii.

W tym miejscu należy przytoczyć dane statystyczne z RFN gdzie na dzień dzisiejszy „konsumuje” się ok. 240 mln ton węgla (ok. 180 mln ton węgla brunatnego i ok. 60 mln ton węgla kamiennego). Niemcy w ramach gigantycznego programu „Energiewende” nadal przewiduje wykorzystanie rodzimego węgla brunatnego i importowanego węgla kamiennego jako wsadu do elektrowni klasycznych (vide rys.13)

8.3.2 Uzasadnienie dalszego funkcjonowania elektrowni termicznych wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny.

Analizując zasadność dalszego stosowania węgla jako podstawowego „wsadu” dla polskich elektrowni można wymienić kilka fundamentalnych warunków:

- dysponujemy relatywnie tanim rodzimym węglem, który po wydobyciu jest bezpośrednio spalany (węgiel brunatny) bądź magazynowany jako tani „akumulator energii” na przykopalnianych bądź elektrownianych składowiskach. Ceny naszej energii elektrycznej z tego powodu są prawie 2-krotnie niższe niż w RFN (vide rys.20),
- elektrownie termiczne gwarantują stabilną całodobową dostawę prądu elektrycznego,
- zainstalowane w elektrowniach urządzenia gwarantują dotrzymanie rygorystycznych norm środowiskowych (pyły, związki siarki, NO_x),
- wprowadzenie taryfy nocnej na szerszą skalę podniesie współczynnik wykorzystania energii elektrycznej.

Na kanwie w/w uwarunkowań pracuje wielu PT Uczonych i Praktyków nad wdrożeniem najkorzystniejszych rozwiązań umożliwiających przebudowę polskiej energetyki, którzy:

- projektując i budując nowe elektrownie węglowe o wysokim stopniu sprawności (ok. 49%),
- wdrażając na szerszą skalę proces kogeneracji,
- propagując przebudowę pewnej ilości bloków „200” (w tej dziedzinie znaczne osiągnięcia ma zespół Prof. W. Nowaka z AGH i Tauronu),
- prowadząc badania nad zwalczaniem smogu poprzez kompleksowe rozwiązania ogrzewania pomieszczeń z wykorzystaniem pieców akumulacyjnych (taryfa nocna) – Zespół Prof. W. Nowaka – AGH i Tauron [48]

jednocześnie udowadniają, że węgiel winien być nadal podstawowym nośnikiem energii wykorzystywanym w elektrowniach termicznych.

8.4 Elektrownie wykorzystujące gaz.

Gaz jako paliwo jest bardzo przydatnym nośnikiem energii pierwotnej. Podstawową zaletą elektrowni gazowych jest ich elastyczność, gdyż w krótkim okresie czasu reagują na zmiany zapotrzebowania na energię elektryczną. Oprócz w/w zalety stosowanie gazu jako paliwa w elektrowniach ma również wady (vide rozdz. 3.1)

- „śląd węglowy gazu” jest porównywalny ze „ślądem węglowym węgla”,
- gaz jest bardzo droгим paliwem,
- pozyskiwanie gazu jest w znacznym stopniu uzależnione od importu.

Aktualnie udział gazu w produkcji energii elektrycznej w Polsce wynosi ok. 3,2%.

8.5 Koncepcja budowy elektrowni jądrowej w Polsce

Stratedzy do spraw planowania budowy lub przebudowy systemów energetycznych twierdzą, że bardzo ważnym zagadnieniem jest dywersyfikacja źródeł pochodzenia nośników energii. Winny być pochodzenia krajowego. W przypadku podjęcia decyzji budowy w Polsce elektrowni jądrowej ten podstawowy warunek nie będzie spełniony. Nie mamy uranu. Ponadto:

- koszt budowy jest znaczny – ok. 25 mld PLN za jeden blok 1000 MW,

- nie posiadamy odpowiednio wykształconej kadry budowniczych i operatorów do obsługi elektrowni jądrowej (po katastrofie w Czarnobylu polskie uczelnie zaprzestały kształcić studentów – obecnie mozolnie odbudowuje się nauczanie),
- sprzeczne są informacje dotyczące budowniczych elektrowni jądrowej i sposobów finansowania:
 - wersja a. – finansowanie z budżetu państwa jest wykluczone (DGP z dnia 3.08.2017 r.)
 - wersja b. – sami będziemy budować elektrownię i sami będziemy ją finansować (wypowiedź Ministra K. Tchórzewskiego z dnia 9.08.2017 r.).
- optymizm Ministra K. Tchórzewskiego co do budowy elektrowni jądrowej jest zbyt duży. Spektakularnym przykładem trudności w tej dziedzinie może być budowa kolejnego bloku elektrowni jądrowej w Finlandii (pierwsze bloki wybudowano w latach 70-tych XX w.). Przykład ten to elektrownia jądrowa Olkiluoto. Trzeci blok elektrowni jest w budowie od 2005 r. Kilkakrotnie zmieniano termin zakończenia budowy, obecnie planuje się oddanie bloku III-go w roku 2018. Planowany koszt budowy 3 mld euro został przekroczony ok. 3-krotnie (8,5 mld euro). Blok III budują – Finowie, Niemcy i Francuzi. W związku z trudnościami technicznymi i finansowymi rząd fiński odstąpił od budowy bloku IV.
- w dalszej perspektywie czasowej to brak bardzo kosztownego obligatoryjnego składowiska na odpady promieniotwórcze. Zaprojektowanie i wykonanie kompleksowych badań geologicznych oraz wybudowanie ostatecznego składowiska odpadów promieniotwórczych to nawet dla potęg gospodarczych stanowi problem o najwyższym stopniu trudności. Niemcy od ponad 50 lat nakładem wielu miliardów marek i euro prowadzą badania w tej dziedzinie. Mimo iż częściowo prace te zakończyły się sukcesem (wybudowano składowisko w Gorleben w wysadzie solnym częściowo zaadoptowano kop. soli „Asse” i kopalnię oolitowych rud żelaza „Konrad”) do dnia dzisiejszego obiekty te nie zostały dopuszczone do użytkowania. O randze trudności może świadczyć fakt, że w dn. 5.05.2017 r. parlament niemiecki (Bundestag) uchwalił ustawę na mocy której rozpoczęto kolejną fazę poszukiwań na całym terytorium RFN miejsca pod lokalizację (budowę) ostatecznego składowiska odpadów

jądrowych. Badania te mają być zakończone najpóźniej w roku 2031. [4]

- dwie potęgi gospodarcze i naukowe zamykają elektrownie jądrowe:
 - a. Niemcy – wszystkie elektrownie do roku 2022,
 - b. Japonia – częściowo – w 6,5 lat po katastrofie w Fukushima z zamkniętych 40 reaktorów ponownie uruchomiła tylko 5 reaktorów.

8.6 Czyste technologie węglowe

Presja wywierana między innymi w ramach dekarbonizacji przez UE na niektóre kraje członkowskie w tym przede wszystkim Polskę przyczyniła się do zintensyfikowania prac związanych z chemiczną przeróbką węgla. W tym miejscu należy wspomnieć, że już w latach 70-tych XX w. z inicjatywy Prof. B. Krupińskiego i Ministra J. Mitreği powołano do życia w AGH ośrodek badawczy zajmujący się Karbochemią. Trzon tego ośrodka stanowili Profesorowie M. Lasoń, L. Czerski, A. Długosz, M. Żyła i A. Karcz. Bardzo interesujące badania w tym zakresie prowadzi Prof. A. Karcz, który za osiągnięcia w tej dziedzinie został uhonorowany przez Senat AGH tytułem „Honorowy Profesor AGH”. W trakcie swojego wykładu (24.06.2017) przedstawił skomplikowaną problematykę związaną z chemiczną przeróbką węgla. Bardzo obiecujące dane dotyczące światowej dynamiki wdrożeń procesu zgazowania węgla przedstawiono na rys. 26. Największe sukcesy w tej dziedzinie odnoszą Chiny. W Polsce kilka ośrodków naukowych prowadzi intensywne badania nad zgazowaniem węgla. Wyniki badań są prezentowane na konferencjach naukowych. Bardzo interesująca konferencja „Czyste technologie węglowe możliwe do zastosowania w Polsce” odbyła się pod auspicjami Senatu RP w Warszawie w dniu 16.05.2017 r. W trakcie tej konferencji swój dorobek naukowy zaprezentowali PT Przedstawiciele Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze, GiG – Katowice, PGE, Węglkokoks Energia – Katowice, Solidea, AGH.

W trakcie wymiany poglądów z Marszałkiem Senatu S. Karczewskim w przerwie obrad odniosłem wrażenie, że poruszona tematyka Go zainteresowała.

Intensywną penetrację światowego rynku zgazowania węgla prowadzi między innymi Tauron. Grupa PT Specjalistów będąc w maju br. w Chinach w firmie SES (Synthesis Energy System) zapoznała się z instalacją do produkcji syngazu z paliwa odpadowego o niskiej kaloryczności od 14 GJ.

Bardzo interesujące informacje na temat zgazowania węgla przedstawiono w pracy [25].

Innymi zagadnieniami dotyczącymi poprawy jakości węgla zajmują się Profesorowie W. Blaschke i I. Baic z zespołem [5], którzy zajmują się między innymi wdrażaniem w polskich kopalniach suchej separacji urobku węglowego. Technologia ta jest już stosowana w wielu krajach (Chiny, USA, Australia, Rosja, RPA), gdzie pracuje ok. 2000 tego typu instalacji. Uzyskane rezultaty badań potwierdzają celowość wdrożenia suchego odkamieniania w krajowym górnictwie węgla kamiennego. Pozwoli to na znaczne obniżenie kosztów wytwarzania produktów handlowych węgla, odzysk substancji węglowej i odpadów wydobywczych i przeróbczych składowanych na hałdach. Biorąc pod uwagę ilość tego rodzaju odpadów na składowiskach w ilości ok. 12,5 mil. ton [5] oraz roczny przyrost ok. 2 mil. ton z bieżącej działalności górniczej [45] ww. technologia może być bardzo przydatna dla naszej gospodarki.

Na uwagę zasługuje zastrzeżenie UE, że syngaz jako paliwo do elektrowni podobnie jak węgiel również podlega rygorom 550g CO₂/1kWh. Sytuacja elektrowni gazowych w Polsce być może ulegnie radykalnej poprawie w przypadku realizacji optymistycznych prognoz związanych z wydobyciem gazów z łupków.

8.6 OZE w mixie energetycznym w Polsce

Analizując:

- a) Bardzo krytyczną ocenę przydatności OZE w mixie energetycznym RFN dokonaną przez wybitnych PT Specjalistów niemieckich i przedstawioną w rozdziale 3 i 4 niniejszego artykułu.
- b) Aktualny skromny udział OZE w polskim mixie energetycznym (rozd. 5.3),

można stwierdzić, że udział krajowych OZE w mixie energetycznym w perspektywie lat 2030 – 2050 będzie nieznaczny.

9.0 Podsumowanie i wnioski końcowe

„Polska znajduje się dzisiaj na bardzo ważnym wirażu dziejów. Decydują się losy Narodu, ich przyszły kształt, także ich ciągłość. W tym ważnym procesie nie może braknąć twórczego wkładu polskich uczonych, profesorów, a także studiującej młodzieży. Nie może braknąć ich

twórczego zaangażowania i wierności prawdzie. Wiemy, jak wiele to czasem kosztuje.”

Przemówienie do Rektorów Polskich Uczelni

Jan Paweł II
(18.05.1920-2.04.2005)

Myśl przewodnia zacytowanego powyżej fragmentu wypowiedzi Świętego JP II Wielkiego, do polskich uczonych stanowiła kanwę do rozważań na temat niebezpieczeństw przed jakimi znajduje się polski kompleks paliwowo-energetyczny.

W dziedzinie bezpieczeństwa energetycznego Polska znajduje się faktycznie na „wirażu dziejów”

W niniejszym artykule podjęto próbę wykazania jakie należy podjąć działania aby Polska mogła wyjść obronną ręką z zagrożeń stających przed polskim kompleksem paliwowo-energetycznym.

Wnioski końcowe

1. Polska nadal winna modernizować i rozwijać górnictwo węgla kamiennego i brunatnego, które jest gwarantem suwerenności energetycznej kraju.
2. Polskie władze winny się domagać zmiany restrykcyjnych przepisów UE związanych z polityką klimatyczną.
3. PT Decydenci winni skorzystać z bardzo bogatych doświadczeń między innymi niemieckich PT Specjalistów, którzy w prowadzonych przez wiele lat kompleksowych badaniach wykazali, że:
 - węgiel kamienny i brunatny nadal będzie wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej,
 - gaz może być wykorzystywany w elektrowniach pod pewnymi warunkami (cena, gwarancja dostaw gazu z importu),
 - OZE nie spełniają wymogów stawianych przez odbiorców energii elektrycznej ponieważ:
 - a. produkcja prądu jest bardzo niestabilna (od ilości „zerowych” do ilości nadmiarowych).
 - b. pozyskiwanie energii z OZE jest bardzo kosztowne. W RFN w okresie od 2000÷2020 dopłaty będą wynosiły ok. 400 miliardów euro,
 - c. mimo bardzo kosztownych badań nie udało się wdrożyć na skalę przemysłową ekonomicznie opłacalnych

magazynów nadmiarowej energii. Optymiści twierdzą, że może to nastąpić w latach 50-tych XXI w.

4. Zdecydowanie należy zrewidować niekorzystną politykę fiskalną stworzoną wobec górnictwa węglowego.
5. Należy w Polsce intensywnie rozwijać czyste technologie węglowe (chemiczne przetwórstwo węgla, poprawa jakości węgla handlowego).
6. Bardzo wnikliwie należy przeanalizować możliwość budowy elektrowni jądrowej w Polsce.
7. Za przykładem II RP kontynuować rozbudowę taniego transportu węgla.

Wnioski generalne

- I Polski węgiel kamienny i brunatny jako najtańsze nośniki energii to gwarancja naszej suwerenności energetycznej obecnie i w przyszłości.
- II Nie należy wdrażać niemieckiego modelu posiadania dualnego systemu energetyki tj. elektrowni termicznych i OZE. Rozwiązanie takie jest bardzo kosztowne.
- III Nauki i umiejętności dopiero stają się użytecznymi, gdy są w praktyce do użytku publicznego zastosowane (Ks. St. Staszic - 1758÷1826)

Z górniczym pozdrowieniem „Szczęść Boże”

SPIS LITERATUREY:

1. Ahlborn D. – Statistische Verteilungsfunktionen der Leistung aus Windkraftanlagen – World of Mining – No. 4/2015,
2. Ahlborn D., Jacobi H. – „Zwei Stromerzeugungssysteme kollidieren “ - World of Mining – No. 5/2016,
3. Ahlborn D. – Glättung der Windeinspeisung durch Ausbau der Windkraft – Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65 – 2015 – No. 12,
4. Barchański B. – „Notatka służbowa z pobytu służbowego w Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe – Brandenburg (RFN) – 11.10.2017.
5. Baic I., Blaschke W., Sobko W. – „Ekologiczne oczyszczanie urobku węgla kamiennego za pomocą powietrznych stołów koncentracyjnych“ – Instytut Mechanizacji Budownictwa i Górnictwa Skalnego – Oddział w Katowicach – 2015.
6. Brennstoffwechsel ist keine Lösung – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – 2015.
7. Blaschke W., Ozga-Blaschke U. – Węgiel koksowy surowcem krytycznym w UE –
8. Czychon K.H. – „Ist die Energiewende gescheitert“ – World of Mining – No 3/2017.
9. Die Stromlücke muss geschlossen werden – Köln – Debriv – No 2/2016.
10. Die Verfügbarkeit von Windkapazitäten – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – 2015.
11. Der Unterschied zwischen Kapazität und Erzeugung – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – 2015.
12. Erneubare Energien in Zahlen – Statistik – AGEE – Stat – Dezember 2013.
13. Erneuerbare Energien – immer mehr, immer teurer – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – Sonderdruck Meinungen Fakten 2012÷2014.
14. Energy Outlook 2035 – BP 2015.
15. Energia ze źródeł odnawialnych – GUS – Warszawa 2016.
16. Energetyka – węgiel brytyjski przed ostatnią szarżą – Net. Tg. PL – 22.10.2017.
17. Förderkosten werden weiter steigen – Köln – Debriv – No 2/2017.
18. Howarth, R.W.: A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. In : Energy Science & Engineering: Ithaca; New York 2014.

19. Jacobi H – Die Energiewende findet nicht statt – World of Mining – No. 4/2015.
20. Kasztelewicz Z. z zespołem – „Apel Konferencji Naukowej” – Szkoła Górnictwa Odkrywkowego – Zakopane – Kraków 10.07.2017.
21. Kavalov, B.; Georgakaki, A.: Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration. Joint Research Centre – Institute for Energy; Brüssel 2009.
22. Körber T., Kulik I. – Moderne Braunkohlenkraftwerke ein flexibler Baustein für die Energiewende – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – No. 1-2/2013.
23. Karcz A. – „Wykład z okazji otrzymania tytułu – Honorowy Profesor AGH” – Kraków – 24.06.2017.
24. Klaus W. – „Błękitna planeta w zielonych okowach” – PW „Rzeczpospolita” – Warszawa 2008.
25. Kwaśniewski K., Kopacz M. – „Zgazowanie węgla” – Wydawnictwa AGH - Kraków 2015.
26. Lindner F. – Pilotprojekt „power to Gas Ibbenbüren – Ibbenbüren – 23.06.2017.
27. Lisowski A. – „List otwarty do pani Premier Beaty Szydło, w sprawie szerszego wykorzystania węgla w polskiej gospodarce” – Katowice – 28.03.2016.
28. Milojčić G. – Zwei Systeme für eine Aufgabe: Versorgungssicherheit im Stromsektor – Köln - Energiewirtschaftliche Tagesfragen – No. 9/2016.
29. Milojčić G. – Vergleich der Flexibilität und der CO₂ – Emissionen von Kohlen – und Gaskraftwerken – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – No. 7/2016.
30. Nicht ohne fossile Energieträger – Institut der deutschen Wirtschaft Köln – iwd No. 40/2015.
31. Netzentgelte im Fokus – Institut der deutschen Wirtschaft – Köln – 1.12.2016.
32. Ozon D. – Nie chcemy biernie przyglądać się tworzeniu prawa – Net Tg. PL – 20.10.2017.
33. Praca zbiorowa – „Koszty i wyzwania pakietu energetyczno-klimatycznego dla Europy” – EWD Parlament Europejski – Bruksela – 2010.
34. Praca zbiorowa – „W stronę nowego klimatycznego kompromisu dla konkurencyjności europejskiej gospodarki – szanse i wyzwania pakietu energetyczno-klimatycznego UE” – Instytut Kościuszki – Kraków – 2012.
35. Praca zbiorowa – „Polski węgiel” – Warszawa 2017.

36. Probiez K., - „Górnictwo na cenzurowanym” – Politechnika Śląska – 2001.
37. Sichere und bezahlbare Energie – Köln – Institut der deutschen Wirtschaft – Ausgabe 8 – 2015.
38. Schnurbein V – Die Speicherung überschüssigen EE – Stroms durch Syntetisches Methan (SIG) – Köln – Debriv – 2012.
39. Sterner M. i inni – Ökostrom als Erdgas Speichern – Power – to Gas – Fachtagung ABG nova Stadt Frankfurt – 2011.
40. Sterner M. i inni – Die Speicheroption Power – to Gas Ausgleichs – und Integrations für EE – VDE – Kassel 2011.
41. Sicherheit bei Dunkelflaute – Köln – Debriv No. 2 /2017.
42. Sicher verfügbare Erzeugungleistung wird knapper – Köln – Debriv No 5/2016.
43. Stanek W., Białecki R. – Czy gaz ziemny może rozgrzać klimat bardziej niż węgiel? – Politechnika Śląska – Gliwice – dostępny online 5.08.2014.
44. Thermische Kraftwerke bleiben unersetzt – Köln-Debriv – No. 1 /2017.
45. Tokarski s. – „Strategiczne dylematy elektroenergetyki” – Centrum Energetyki AGH – luty 2017.
46. Vahrenholt F. Lüning S. – „Die Kalte Sonne – Warum die Klimakatastrophe nicht stattfindet” – Hamburg 2012.
47. Was ist ein typisches Windjahr – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – 2015.
48. Zur Wettbewerbssituation von Gas Und Kohle sowie zur notwendigen Kapazitätsvorhaltung – Essen – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – 2015.
49. Założenia programu selektywnej elektryfikacji ciepłownictwa – AGH – Tauron – Kraków 2017.
50. Zur Bedeutung preiswerter Stromerzeugungskapazitäten – Statistik der Kohlenwirtschaft – Energiewirtschaftliche Tagesfragen – 2015.
51. Zwei Systeme eine Aufgabe - Köln-Debriv – No.5 /2016.
52. Źródła internetowe: (Roland Li, Salt Lake City w USA), (<http://www.kued.org/whatson/the-air-we-breathe/background/pollution-sources>)

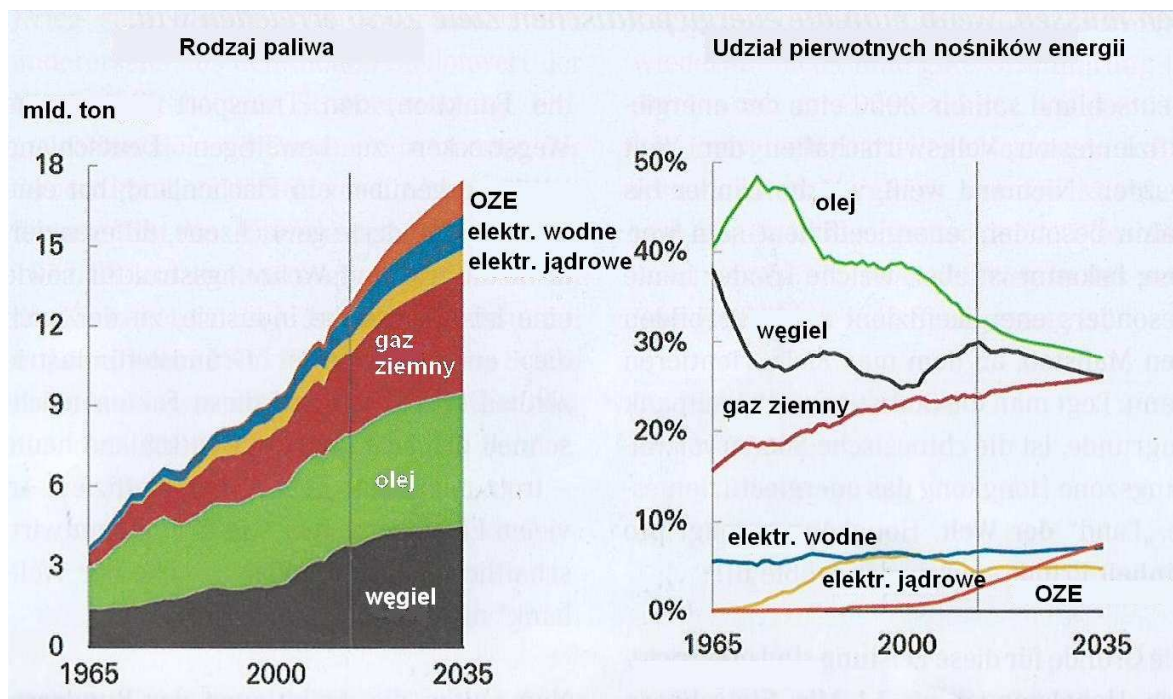
SPIS RYSUNKÓW

- Rys. 1. Globalne zapotrzebowanie na paliwa w latach 1965÷2035. Udział pierwotnych nośników w wytwarzaniu energii w latach 1965÷2035 [14]
- Rys.2. Porównanie scenariuszy wykorzystania w Świecie pierwotnych źródeł energii:
- status quo (2013)
- rozważanie teoretyczne – „świat bez węgla”. [6]
- Rys. 3a Charakterystyczne emisje CO₂ pochodzące z różnych technologii pozyskiwania energii elektrycznej oraz faz obciążenia sieci [29]
- Rys. 3b Porównanie emisji gazów cieplarnianych – ślad węglowy z gazów łupkowych, konwencjonalnego gazu ziemnego, węgla brunatnego, węgla kamiennego i ropy naftowej [25]
- Rys. 4 Rozwój cen gazu i węgla w Niemczech - 1975÷2013 [50]
- Rys. 5 Udział poszczególnych typów elektrowni w produkcji energii elektrycznej w Niemczech. [30]
□ - 2003, □- 2013
■ ■ - w procentach (8760 godz. w ciągu 1-go roku)
- Rys. 6 Procentowy udział poszczególnych elektrowni w mixie energetycznym w Niemczech w 2013 r. [30]
■ - zainstalowana moc w elektrowniach (%)
■ - wytworzona energia elektryczna (%)
- Rys. 7 Moc zainstalowana (MW), czas pracy (godz./rok) i wytwarzana energia (TWh) w elektrowniach w Niemczech w roku 2011 [11]
- Rys. 8 Cena paliw – węgiel, gaz, CO₂ w Niemczech 2012 (euro/MWh) [48]
- Rys. 9 Udział poszczególnych gazów w efekcie cieplarnianym wg Centrum Badawczego BfGR – Hannover - 2004
- Rys. 10 Najniższa w historii Ziemi ilość CO₂ w atmosferze wg PT Uczonych PAN
- Rys.11 Wytwarzanie energii elektrycznej w Niemczech w 2016 r. [41]
- Rys.12 Wytwarzanie energii elektrycznej oraz zdolność wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech w dniu 24.01.2017 w GW [44]
- Rys.13 Strategia rządu RFN dotycząca wytwarzania prądu elektrycznego do roku 2035 [9]
- Rys. 14 Rozwój elektrowni wiatrowych (moc, wytwarzanie energii, efektywny czas pracy) w Niemczech w latach 2000÷2012 [47]
- Rys. 15 Porównanie faktycznej produktywności wiatraków w 2013 r. z efektywnością teoretyczną przy zwiększonej 2-krotnie zainstalowanej mocy wiatraków [10]
- Rys. 16 Rozwój wytwarzania energii elektrycznej z OZE w latach 1990 ÷ 2016 [26]

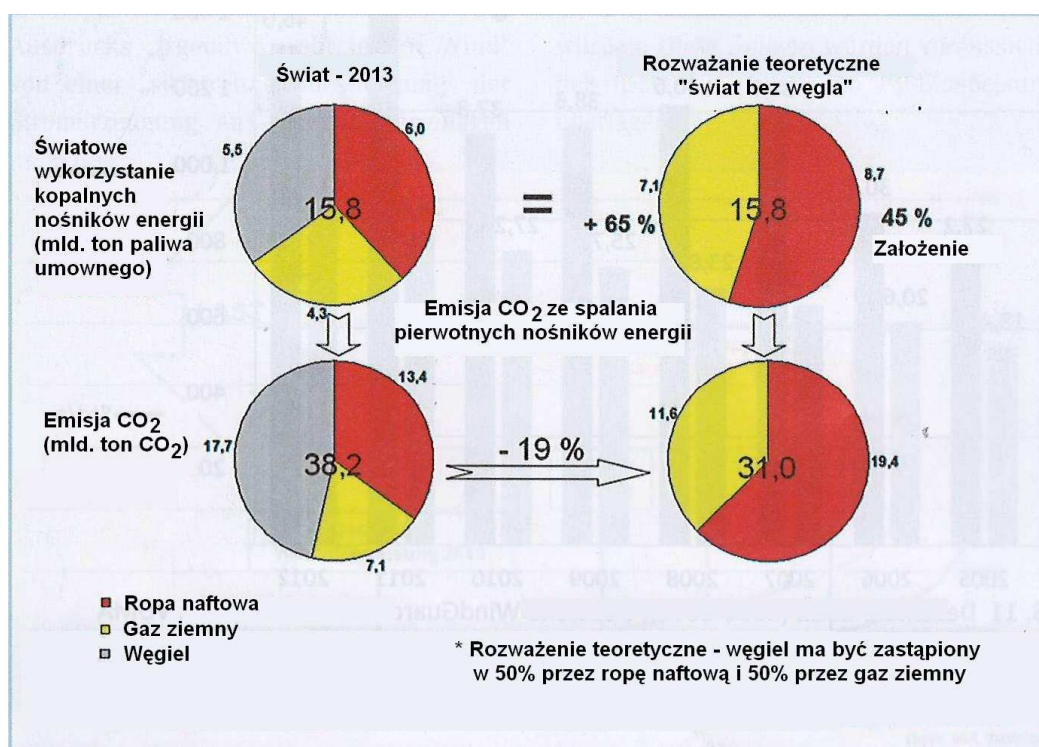
- Rys. 17 Średnie dopłaty (ct/kWh) i łączne nakłady na wytwarzanie „zielonej energii” z OZE (mld euro) – w Niemczech 2000 ÷ 2011 [13]
- Rys. 18 Wykorzystanie energii elektrycznej (pobór mocy) oraz wytwarzanie energii elektrycznej przez wiatraki i solary – wrzesień 2016 (GW) [51]
- Rys. 19. Dwa systemy – jedno zadanie. Rozwój zdolności wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech - 2013÷2035 [42]
- Rys. 20 Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych w Europie w 2014 r. (cent/kWh) [37]
- Rys. 21 Długoterminowe magazynowanie prądu elektrycznego pochodzącego z OZE (5 etapów) [38]
- Rys. 22 Całkowity współczynnik sprawności magazynowania nadwyżki prądu pochodzącego z OZE [38]
- Rys. 23. Rozwój dopłat do jednej kilowatogodziny z OZE w latach 2016÷2025 (cent/kWh) [17]
- 1 – scenariusz rządowy
 - 2 – scenariusz IW – wysokie dopłaty
 - 3 – scenariusz IW – niskie dopłaty
- Rys. 24 Struktura pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce wg nośników w 2015 r. [15]
- Rys. 25a Zjawisko inwersji w Salt Lake City [52]
- Rys. 25b Źródła smogu w Salt Lake City [52]
- Rys.26 Światowa dynamika wdrożeń procesu zgazowania węgla [23]

SPIS TABEL

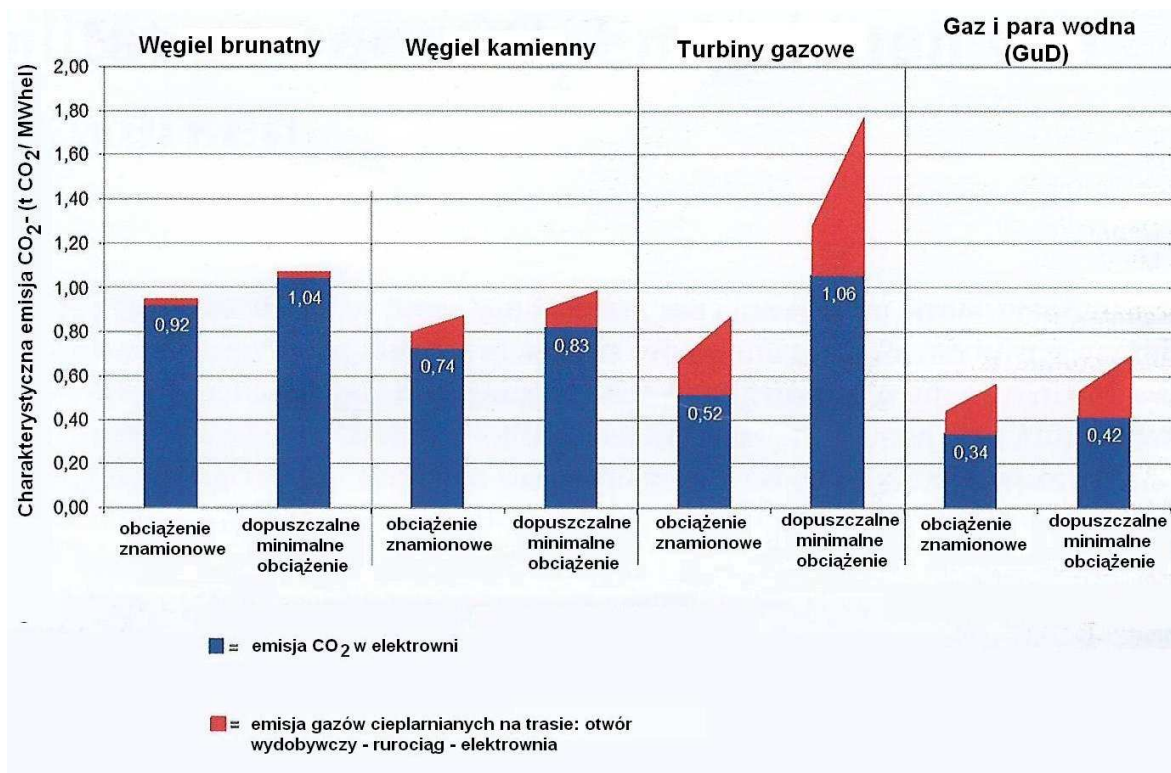
- Tab.1 Trudności z przystosowaniem sieci do przesyłu prądu z OZE w Niemczech w latach 2011 ÷ 2015 [7]
- Tab. 2 Rozwój „ujemnych opłat” za prąd []
- Tab. 3 Emisja antropogenicznego CO₂ z uwzględnieniem wyników na trasie transportu [24]
- Tab.4 Wykaz surowców krytycznych dla UE (2013) [37]



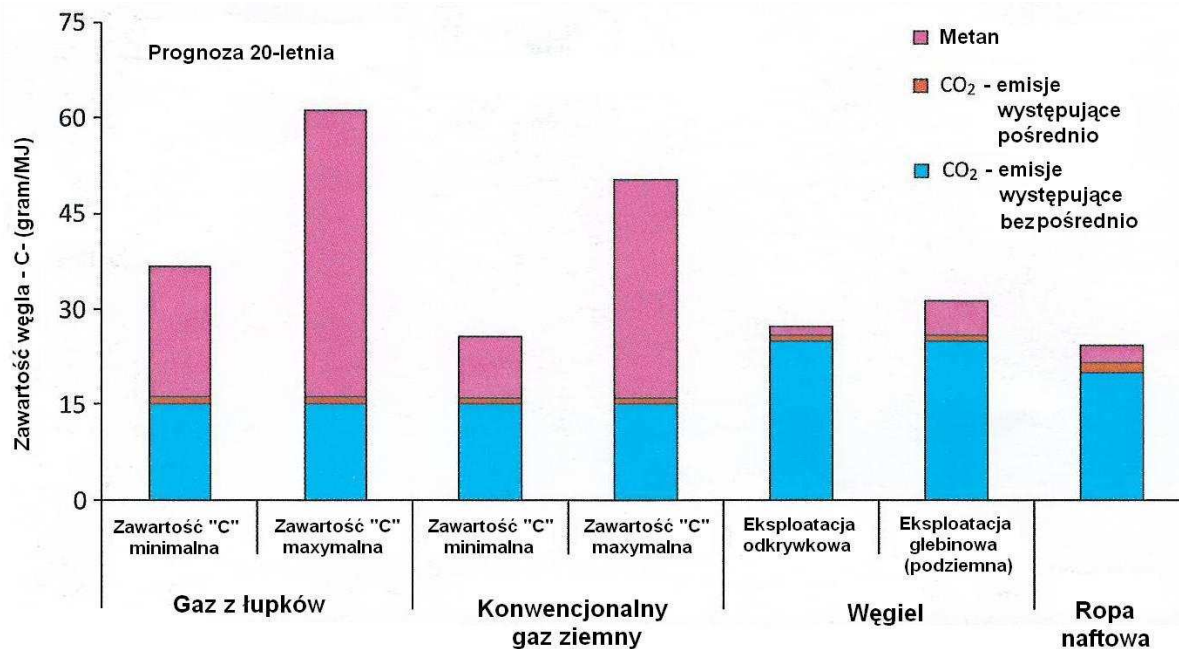
Rys.1 Globalne zapotrzebowanie na paliwa w latach 1965 ÷ 2035.
Udział pierwotnych nośników w wytwarzaniu energii w latach 1965 ÷ 2035. [14]



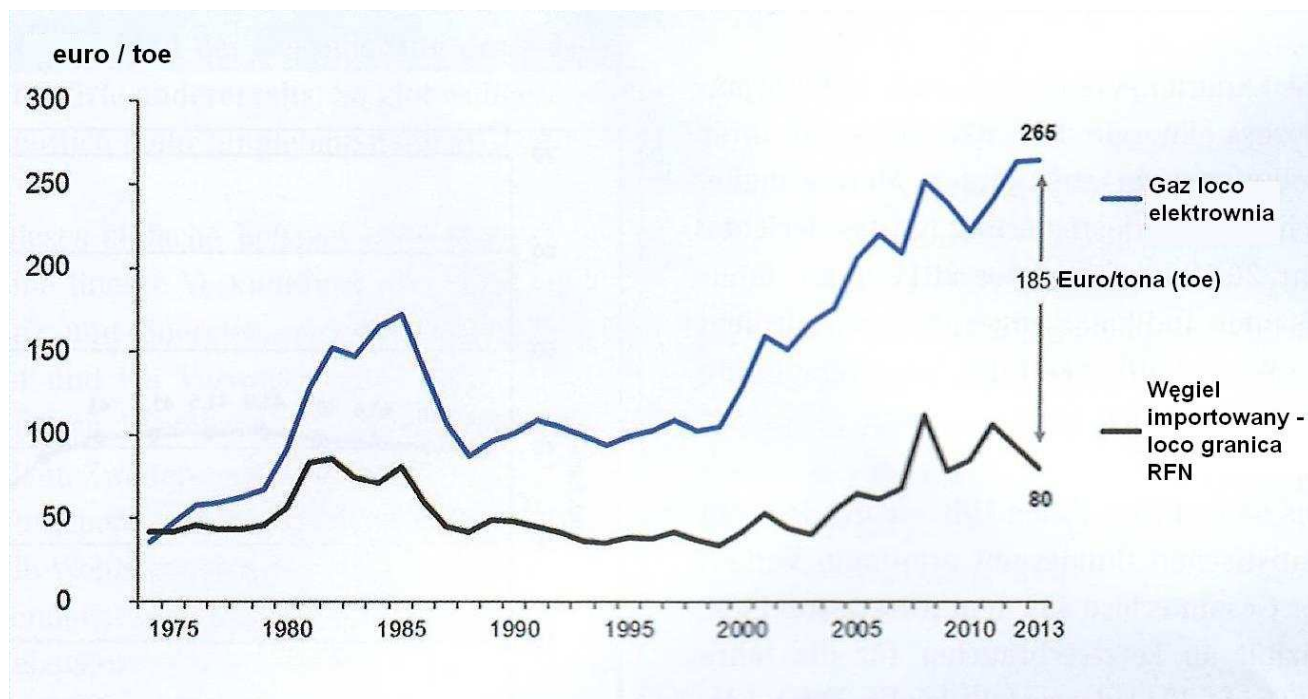
Rys. 2 Porównanie scenariuszy wykorzystania w Świecie pierwotnych źródeł energii:
- status quo (2013)
- rozważanie teoretyczne – „świat bez węgla” [6]



Rys. 3a Charakterystyczne emisje CO₂ pochodzące z różnych technologii pozyskiwania energii elektrycznej oraz faz obciążenia sieci [29]



Rys. 3b Porównanie emisji gazów cieplarnianych – ślad węglowy z gazów łupkowych, konwencjonalnego gazu ziemnego, w. brunatnego, w. kamiennego i ropy naftowej [18]



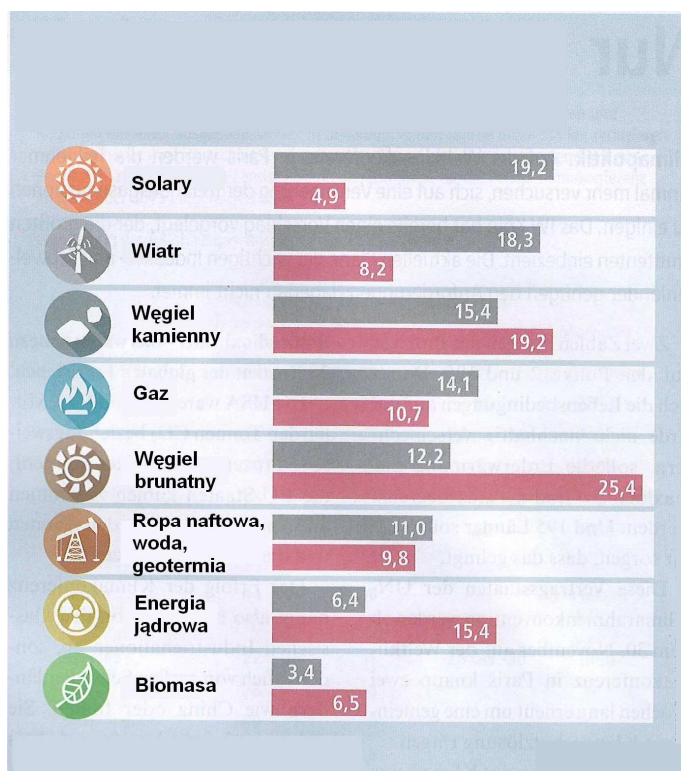
Rys. 4 Rozwój cen gazu i węgla w Niemczech - 1975÷2013 [50]



Rys. 5 Udział poszczególnych typów elektrowni w produkcji energii elektrycznej w Niemczech. [30]

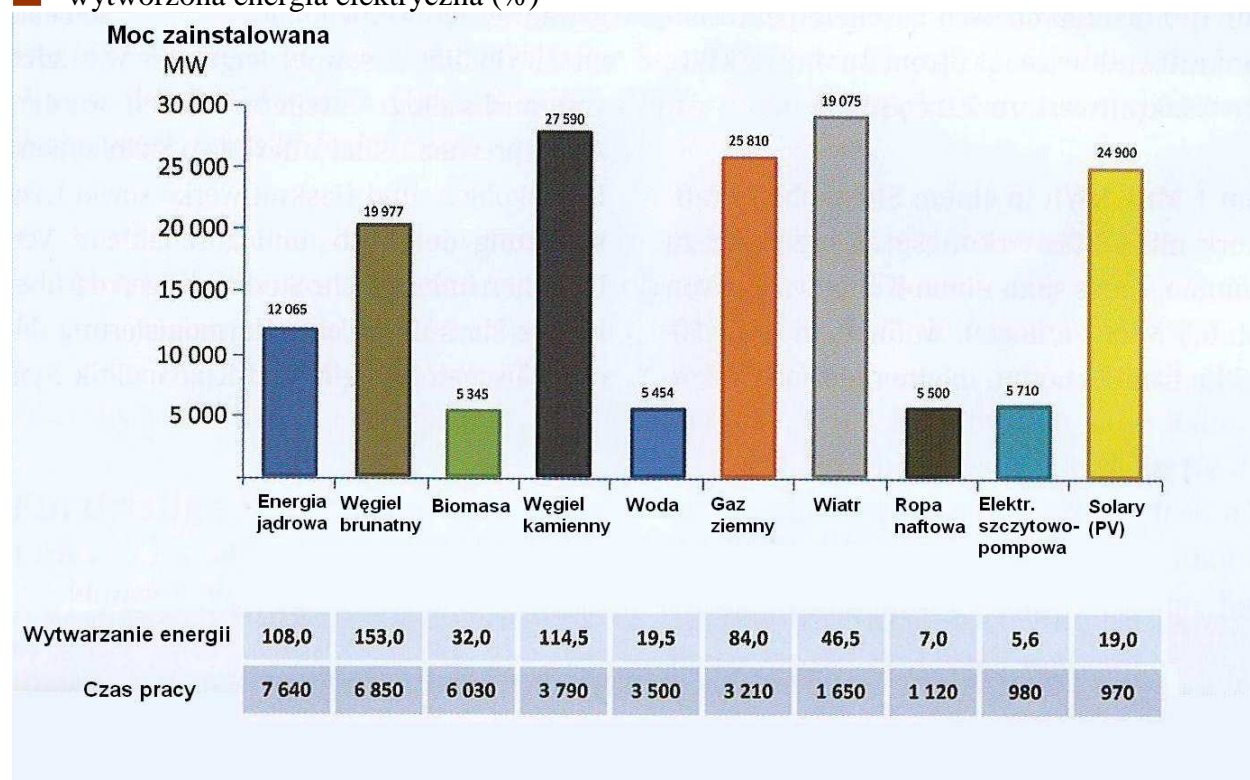
□ - 2003, □ - 2013

■ ■ - w procentach (8760 godz. w ciągu 1-go roku)

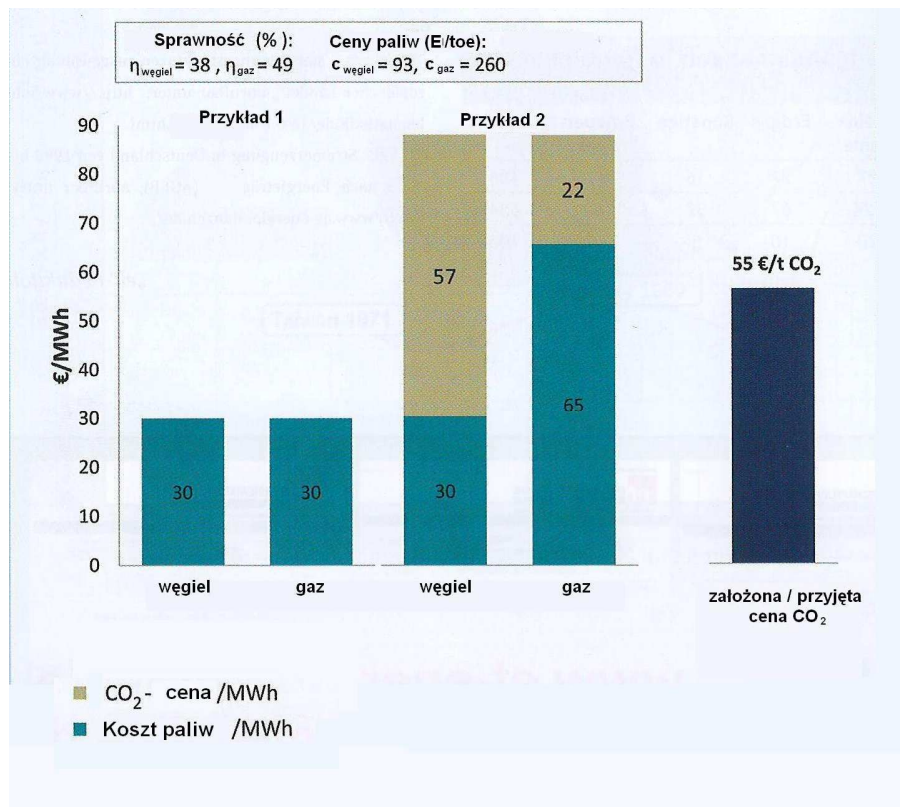


Rys. 6 Procentowy udział poszczególnych elektrowni w mixie energetycznym w Niemczech w 2013 r. [30]

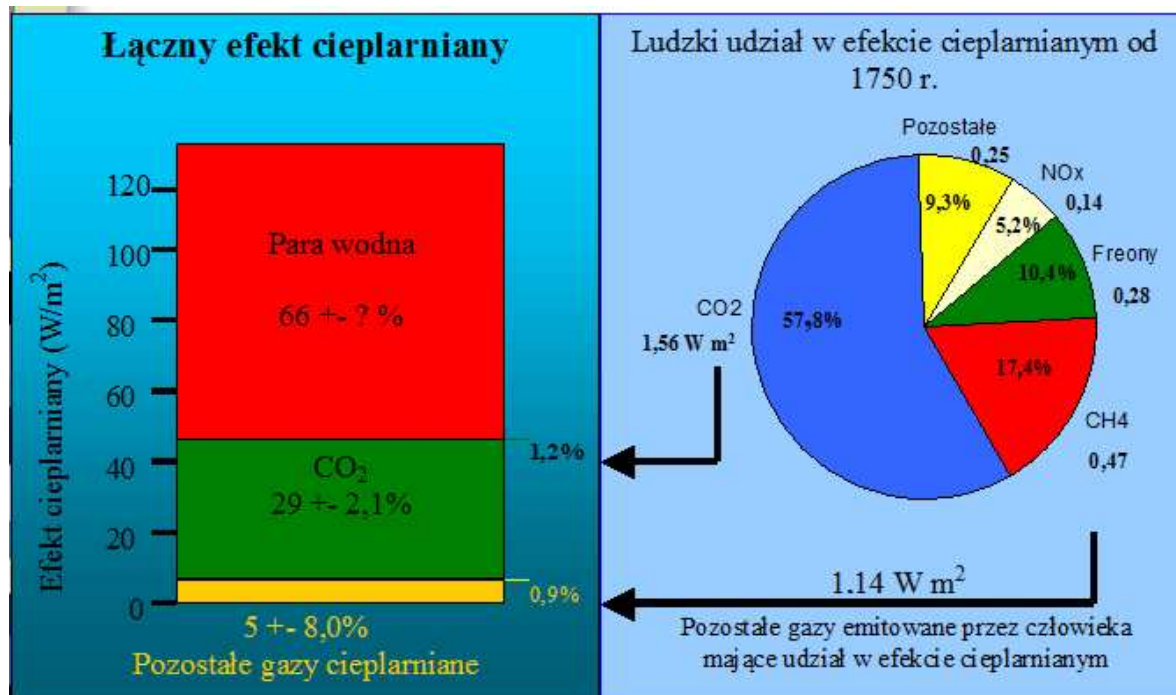
■ - zainstalowana moc w elektrowniach (%)
 ■ - wytworzona energia elektryczna (%)



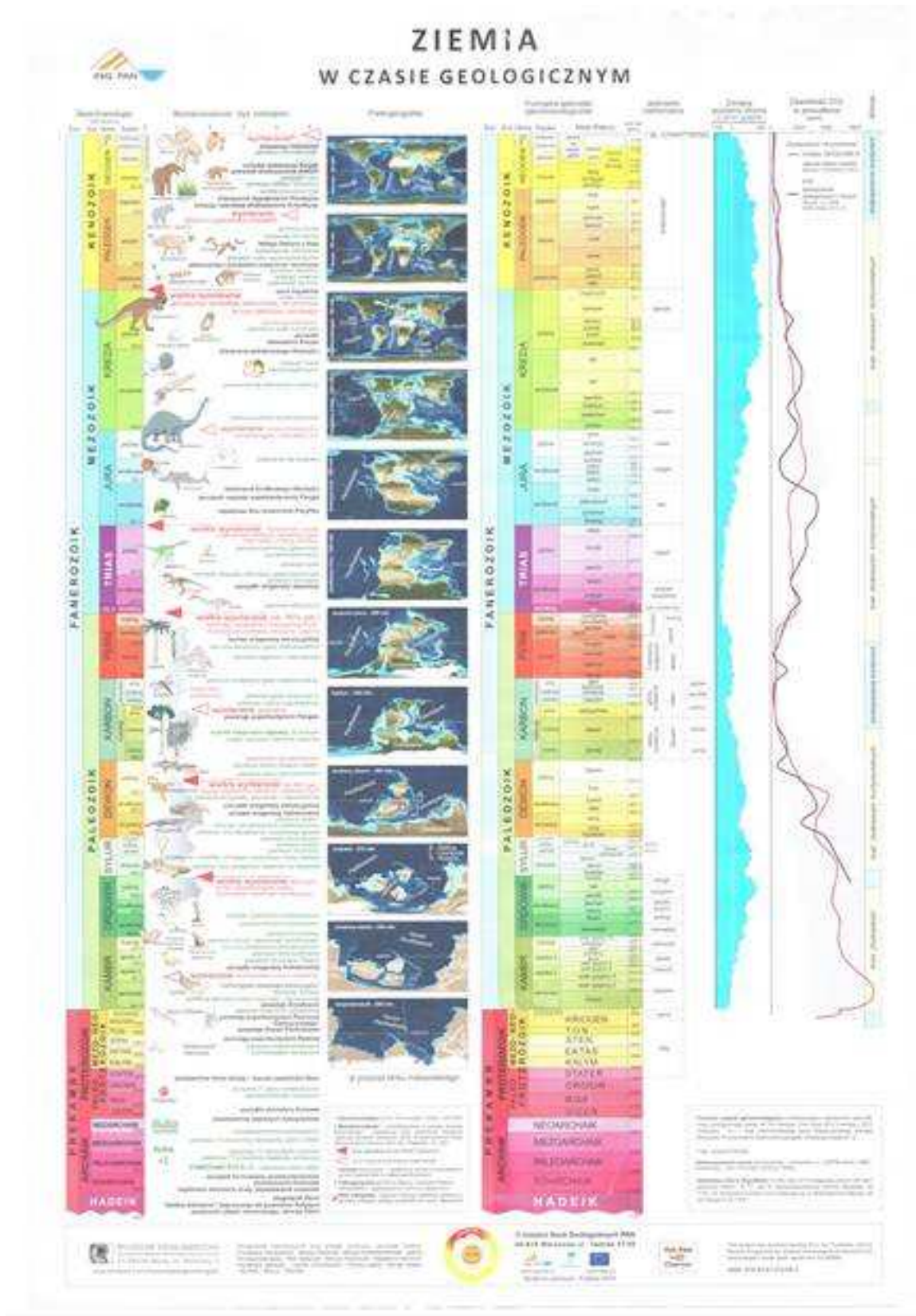
Rys. 7 Moc zainstalowana (MW), czas pracy (godz./rok) i wytwarzana energia (TWh) w elektrowniach w Niemczech w roku 2011 [11]

Rys. 8 Cena paliw – węgiel, gaz, CO₂ w Niemczech 2012 (euro/MWh)

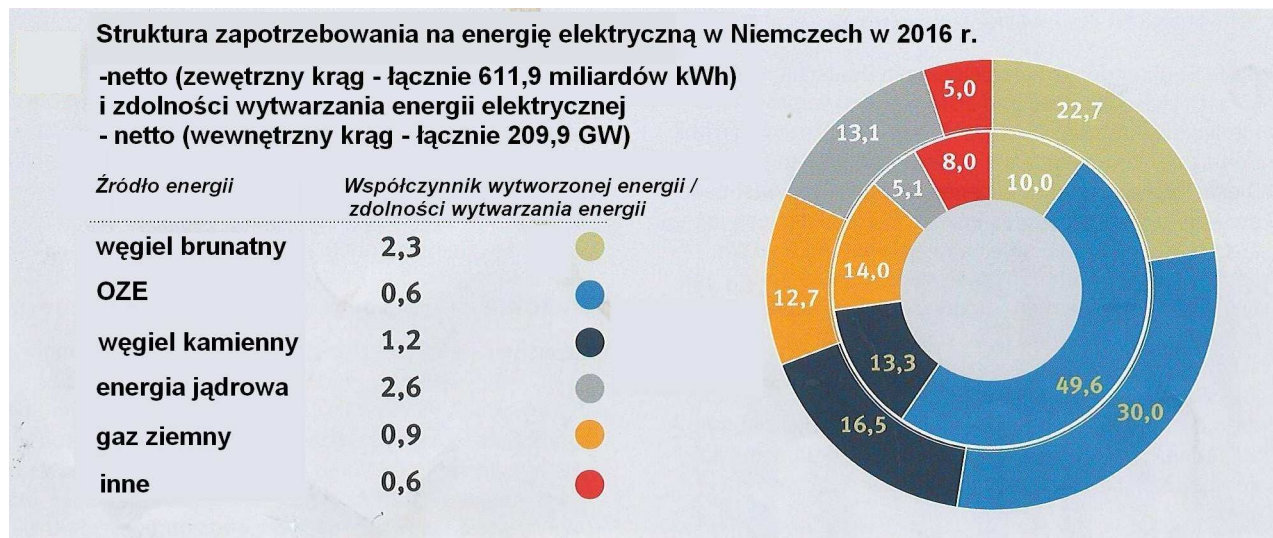
[48]



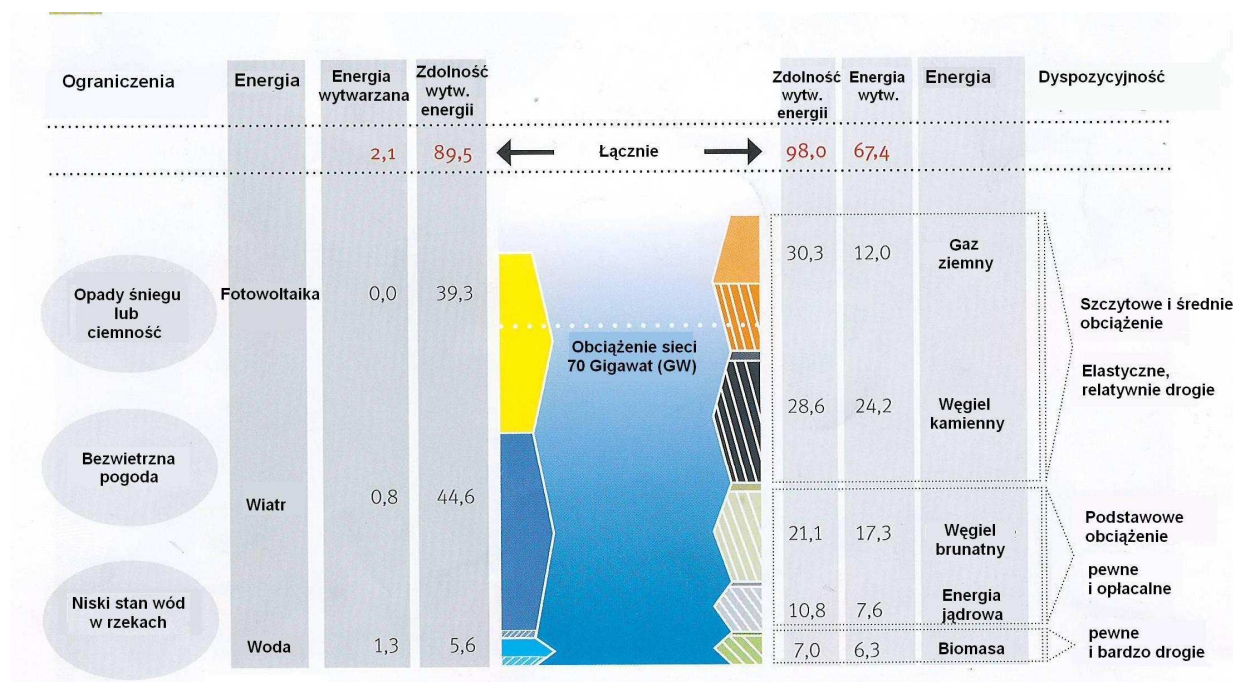
Rys. 9 Udział poszczególnych gazów w efekcie cieplarnianym wg Centrum Badawczego BfGR – Hannover - 2004



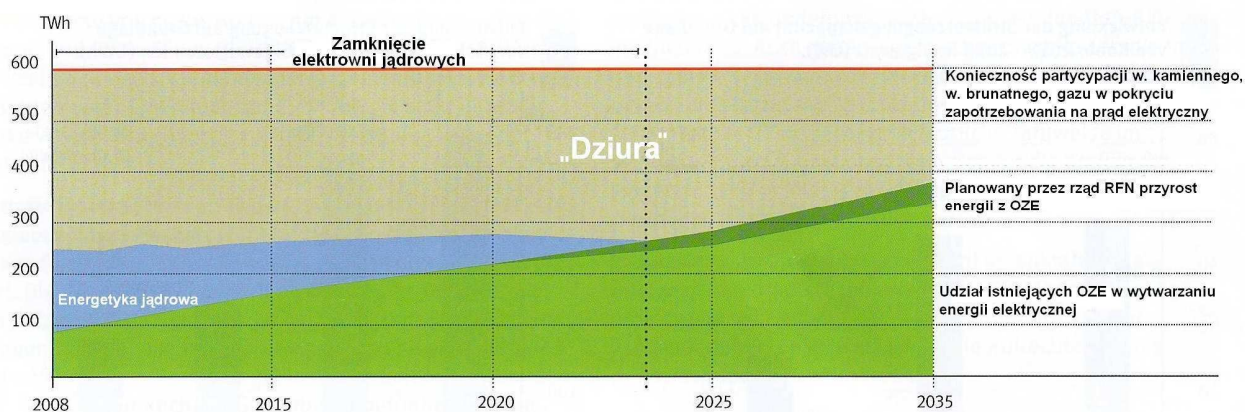
Rys. 10 Najniższa w historii Ziemi ilość CO₂ w atmosferze wg PT Uczonych PAN



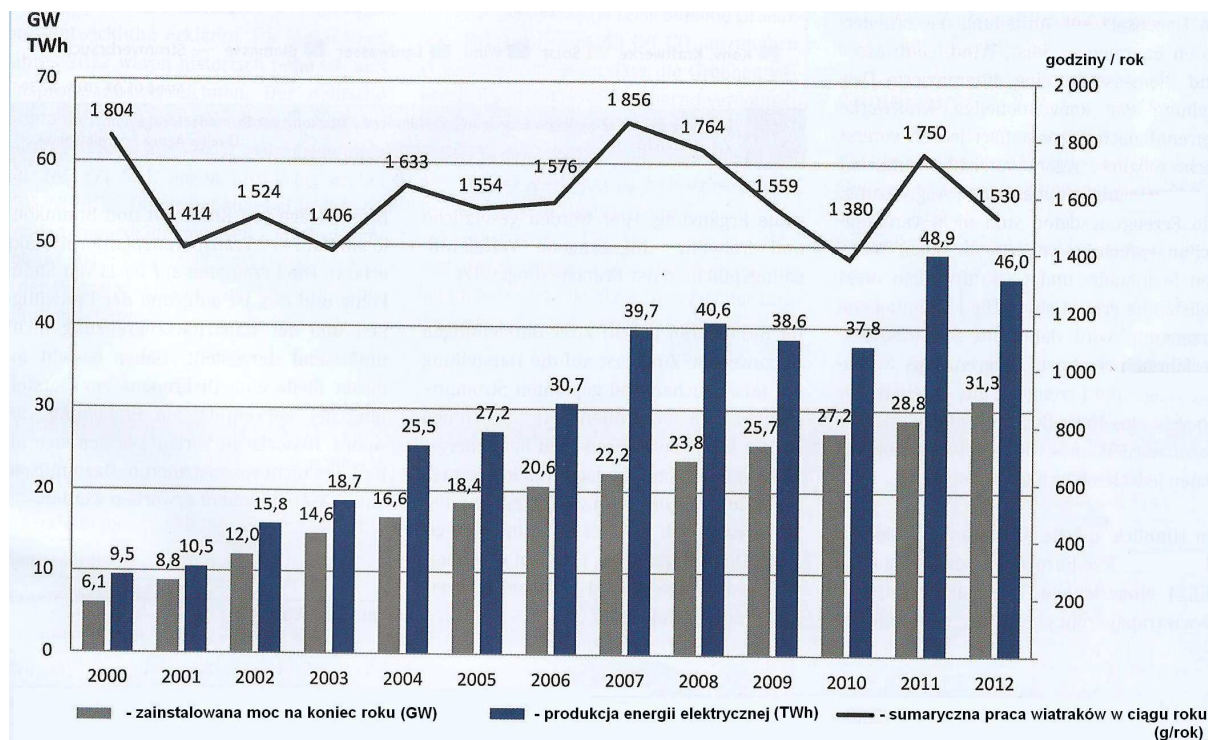
Rys.11 Wytwarzanie energii elektrycznej w Niemczech w 2016 r. [41]



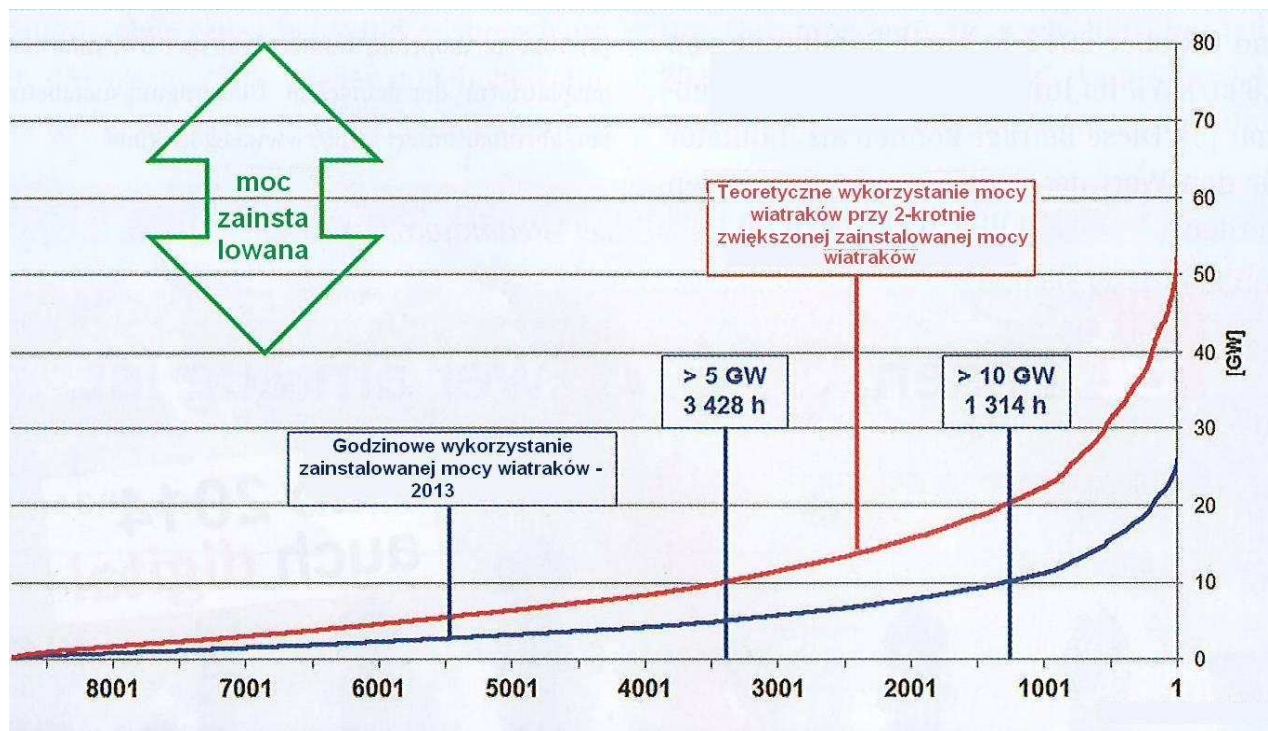
Rys.12 Wytwarzanie energii elektrycznej oraz zdolność wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech w dniu 24.01.2017 w GW [44]



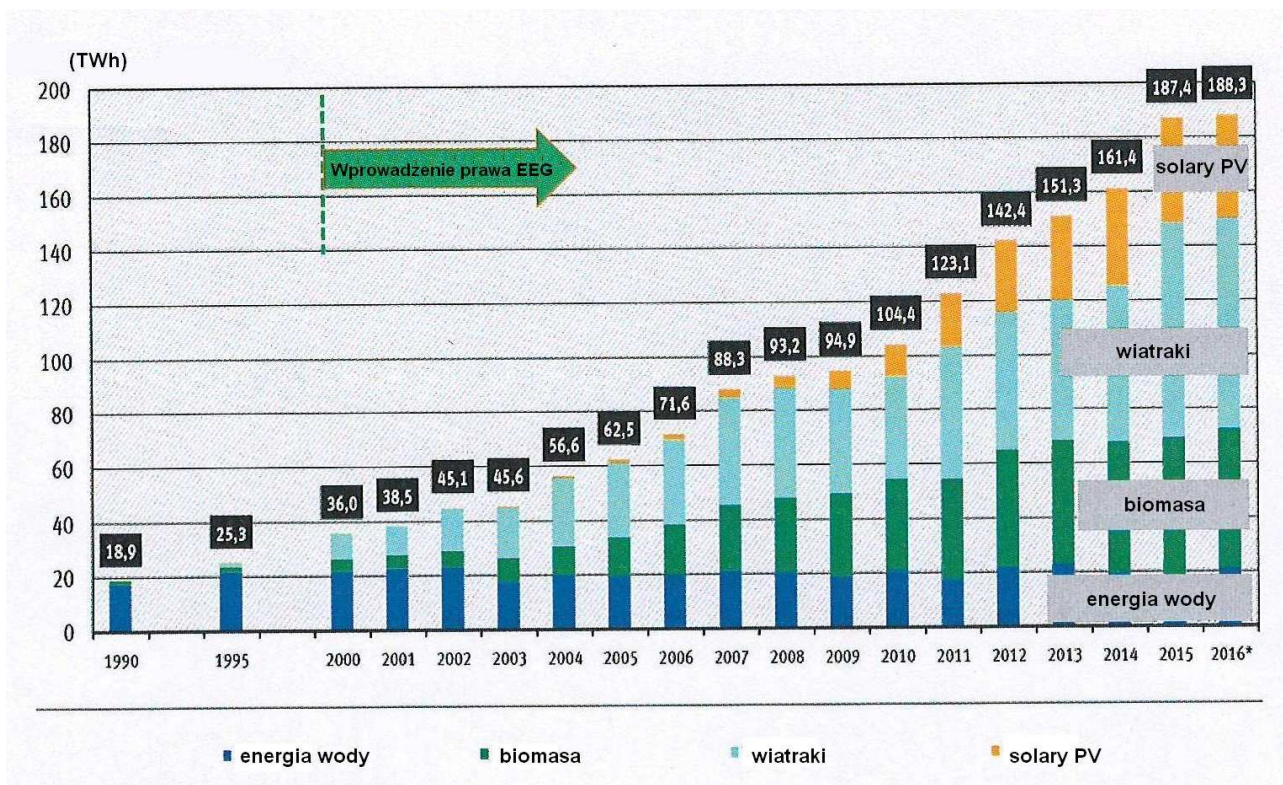
Rys.13 Strategia rządu RFN dotycząca wytwarzania prądu elektrycznego do roku 2035 [9]



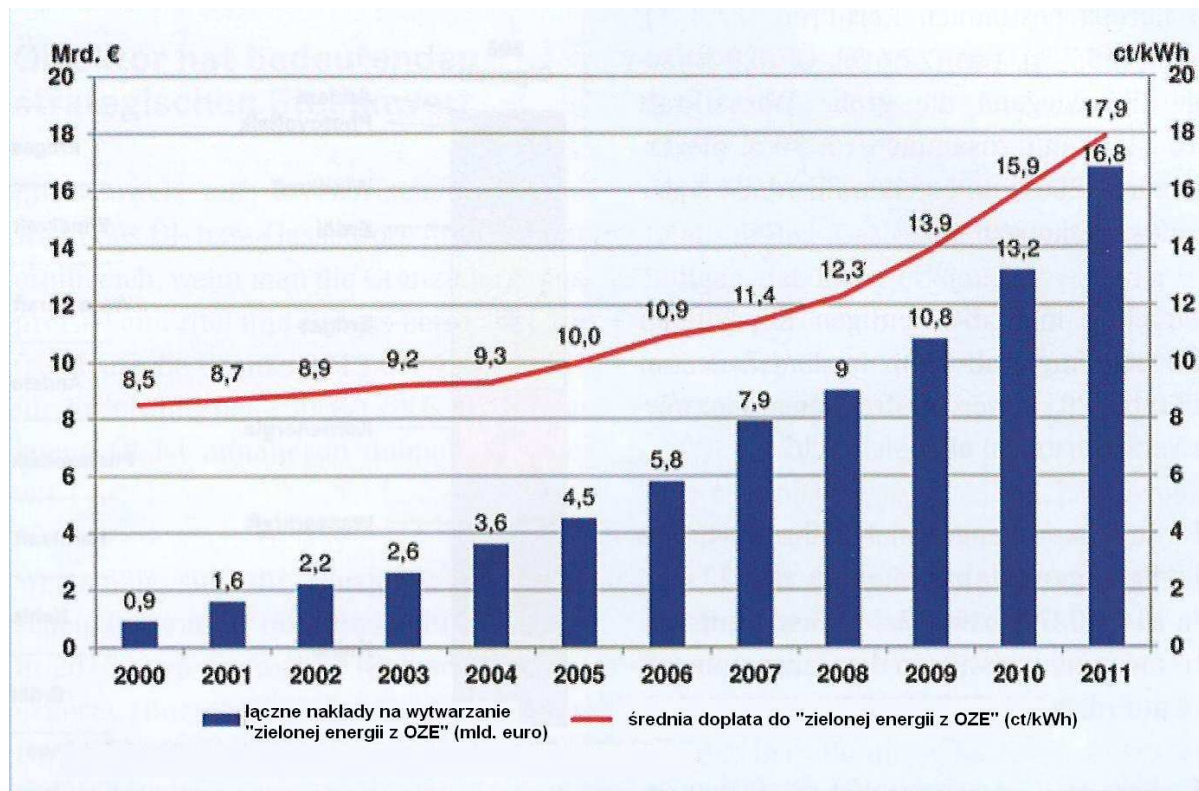
Rys. 14Rozwój elektrowni wiatrowych (moc, wytwarzanie energii, efektywny czas pracy) w Niemczech w latach 2000÷2012 [47]



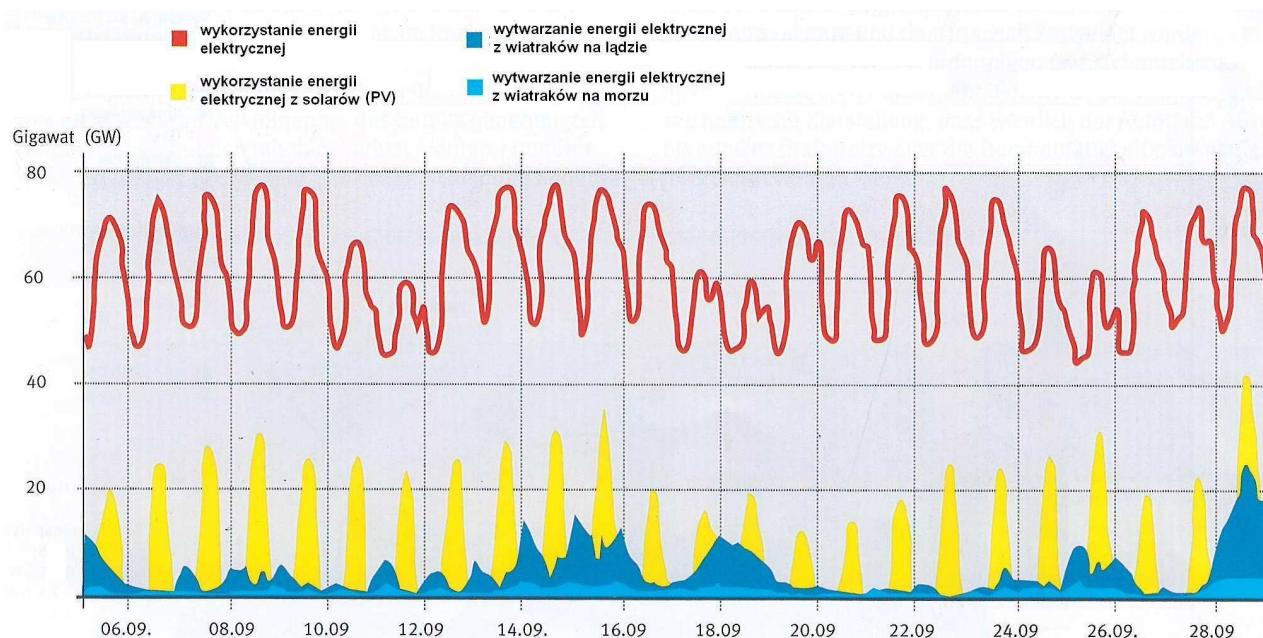
Rys. 15 Porównanie faktycznej produktywności wiatraków w 2013 r. z efektywnością teoretyczną przy zwiększonej 2-krotnie zainstalowanej mocy wiatraków [10]



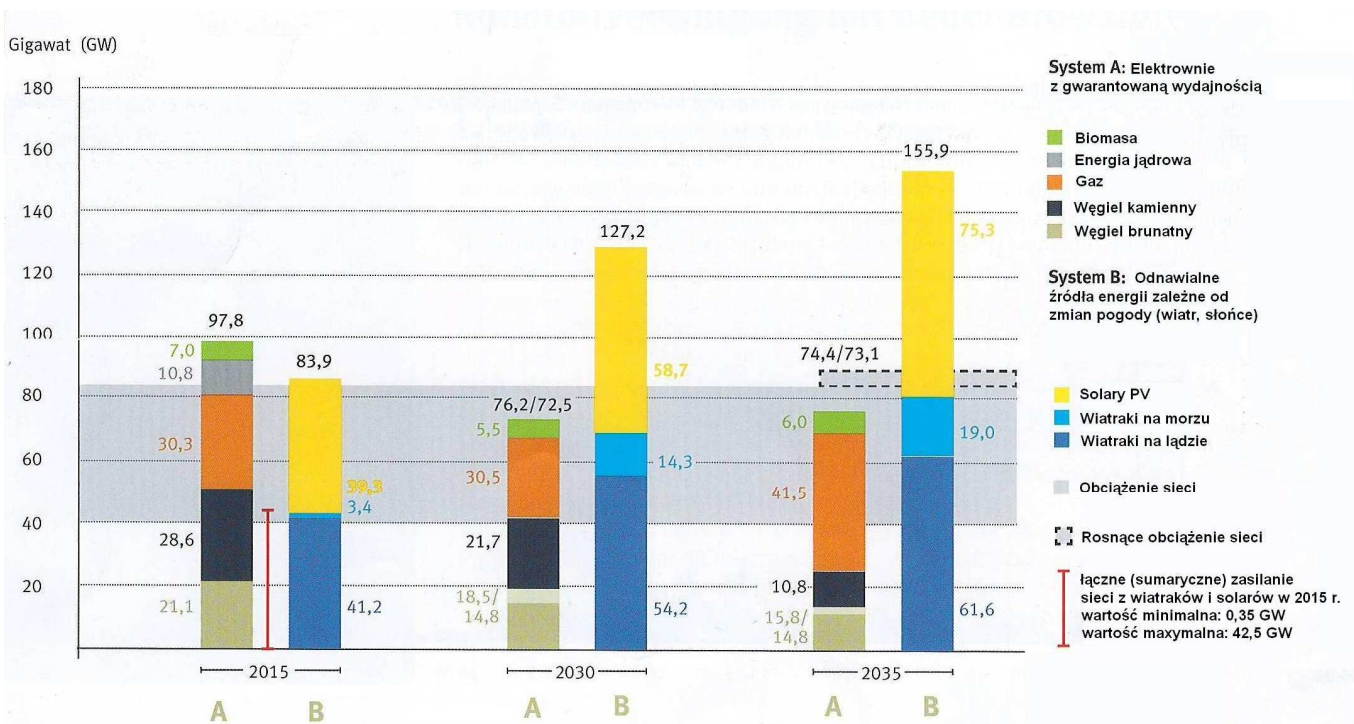
Rys. 16 Rozwój wytwarzania energii elektrycznej z OZE w latach 1990 ÷ 2016 [26]



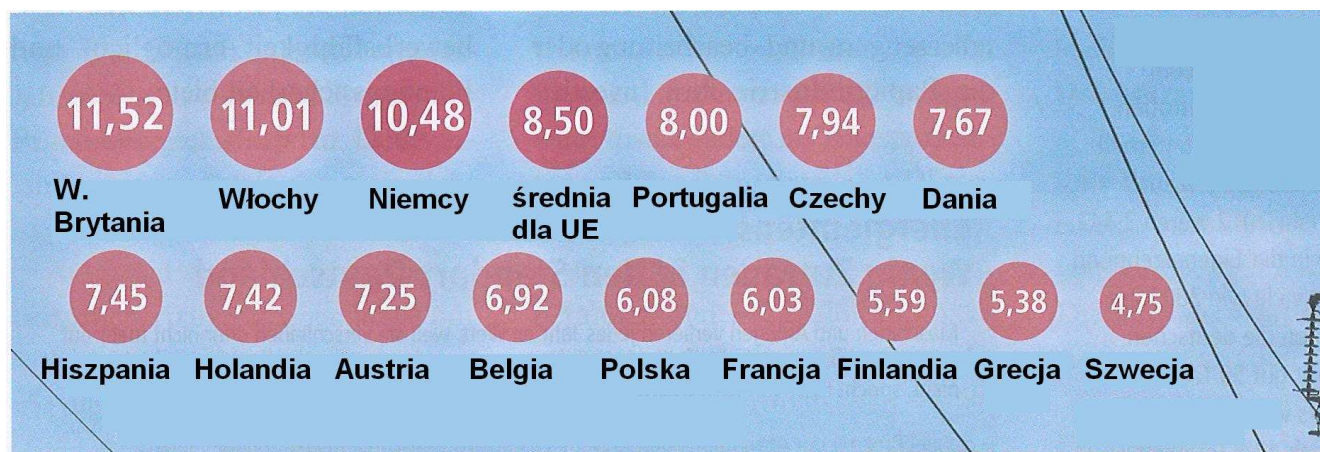
Rys. 17 Średnie dopłaty (ct/kWh) i łączne nakłady na wytworzenie „zielonej energii” z OZE (mld euro) – w Niemczech 2000 ÷ 2011 [13]



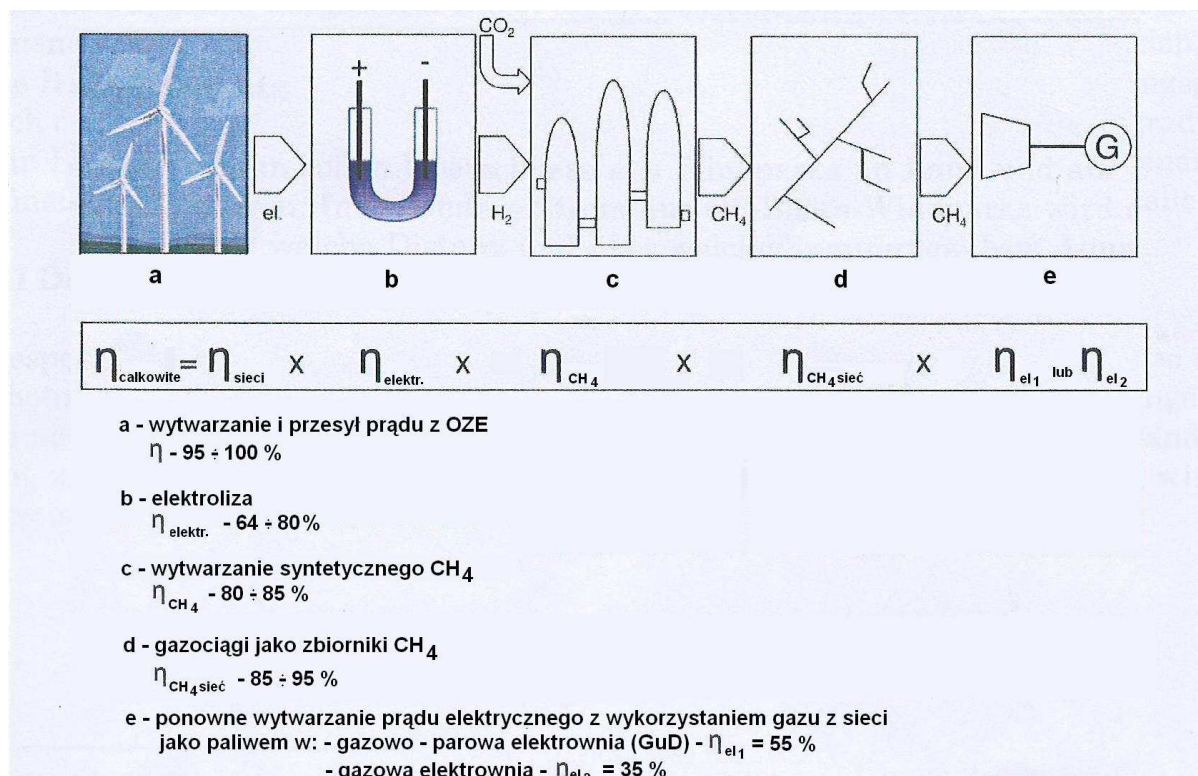
Rys. 18 Wykorzystanie energii elektrycznej (pobór mocy) oraz wytworzenie energii elektrycznej przez wiatraki i solary – wrzesień 2016 (GW) [51]



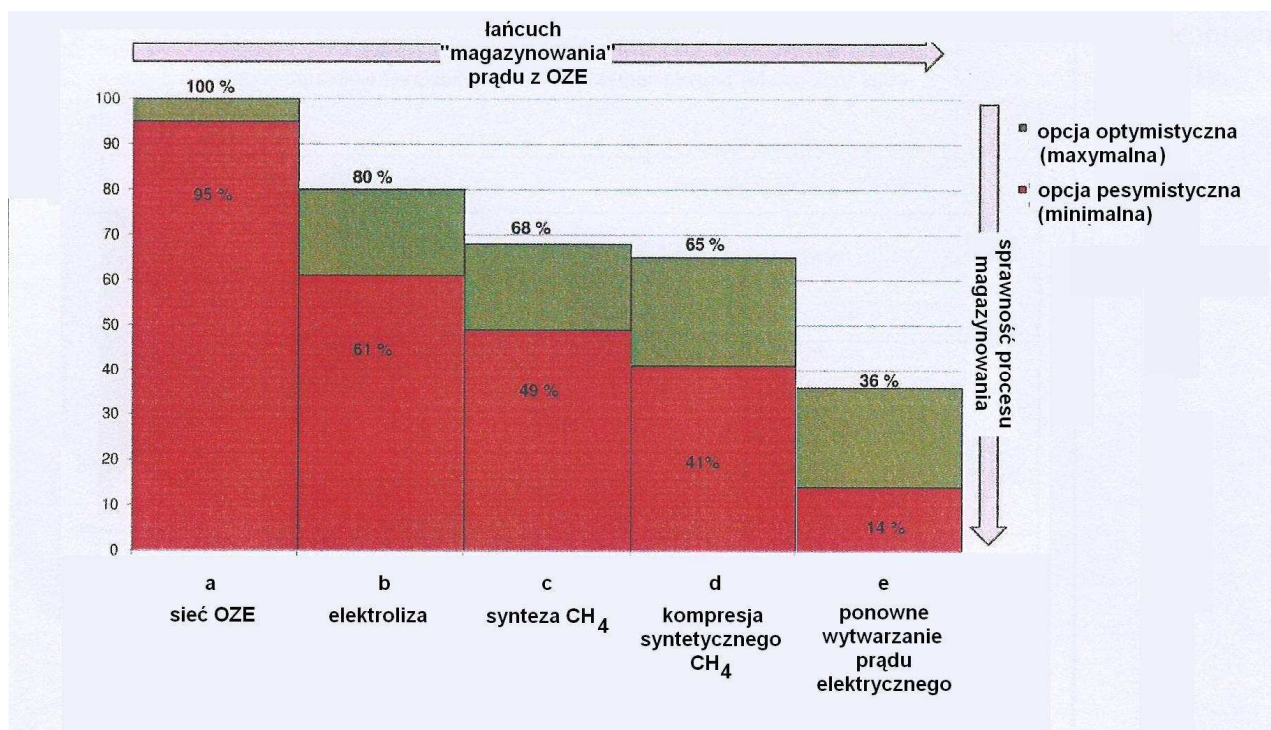
Rys. 19. Dwa systemy – jedno zadanie. Rozwój zdolności wytwarzania energii elektrycznej w Niemczech - 2013÷2035 [42]



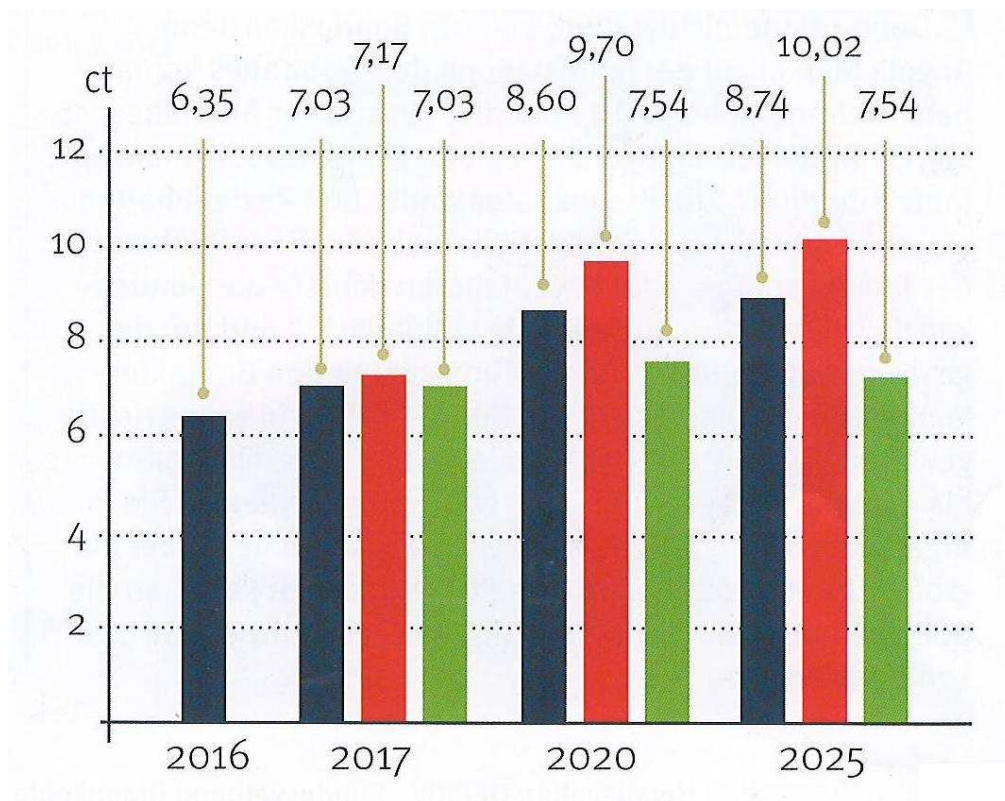
Rys. 20 Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych w Europie w 2014 r. (cent/kWh) [37]



Rys. 21 Długoterminowe magazynowanie prądu elektrycznego pochodzącego z OZE (5 etapów) [38]

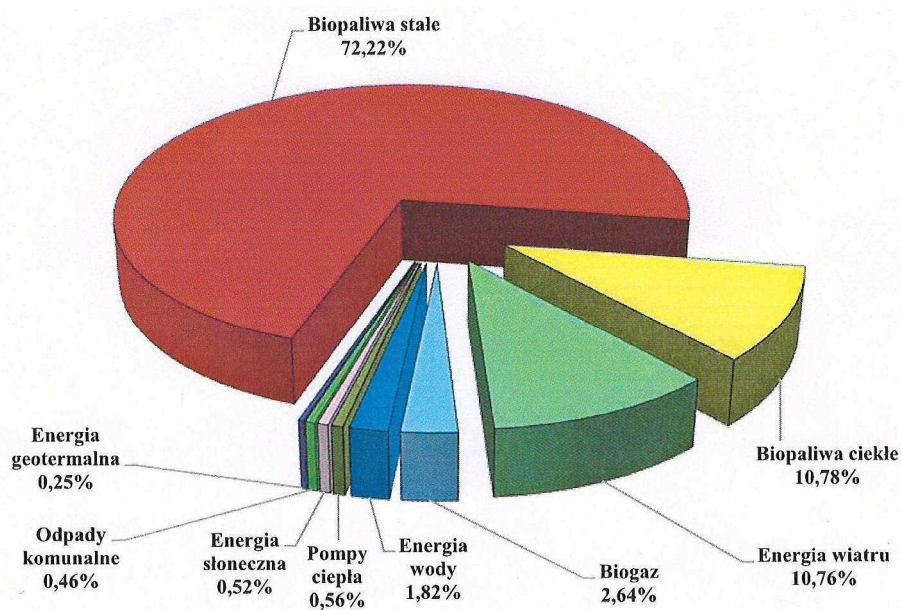


Rys. 22 Całkowity współczynnik sprawności magazynowania nadwyżki prądu pochodzącego z OZE [38]

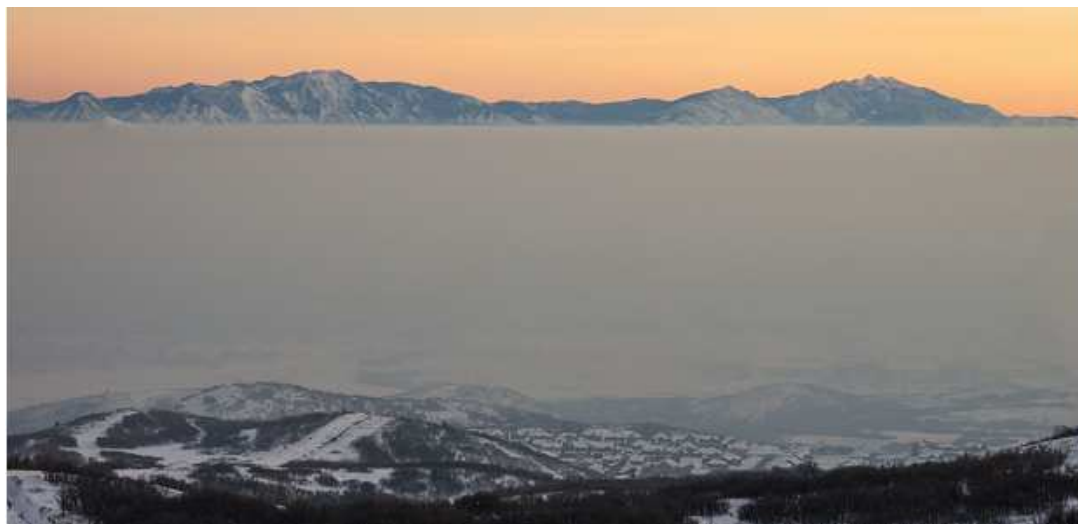


Rys. 23. Rozwój dopłat do jednej kilowatogodziny z OZE w latach 2016÷2025 (cent/kWh) [17]

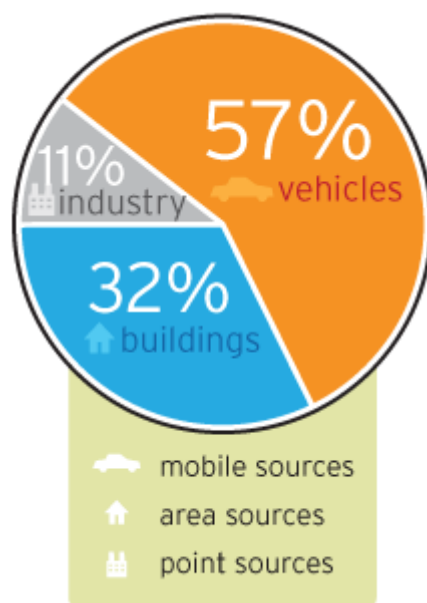
- 1 – scenariusz rządowy
- 2 – scenariusz IW – wysokie dopłaty
- 3 – scenariusz IW – niskie dopłaty



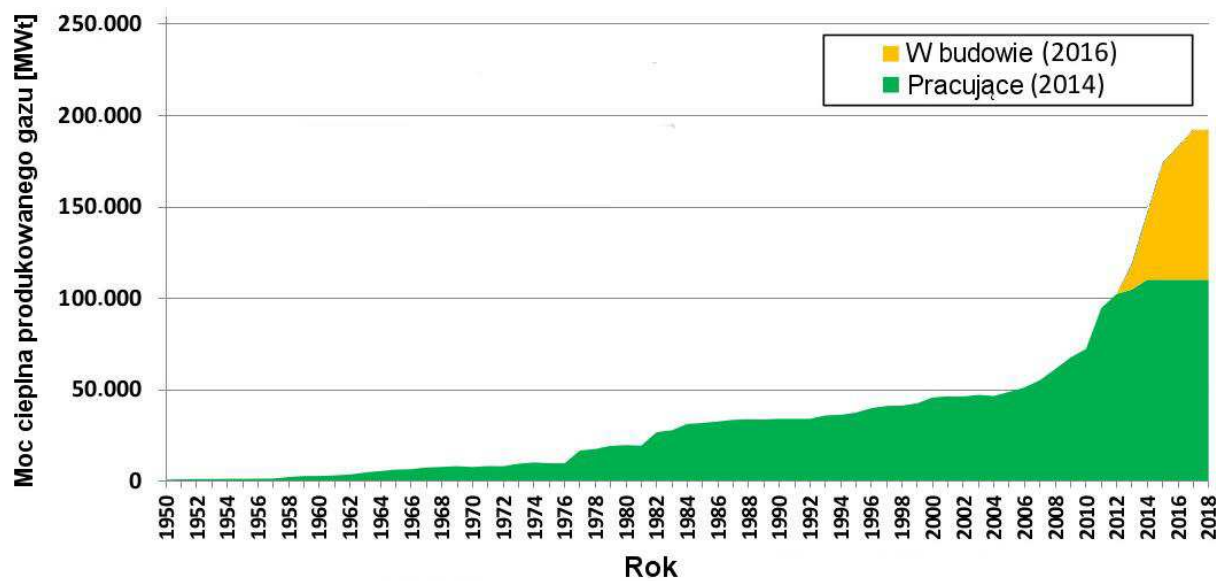
Rys. 24 Struktura pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce wg nośników w 2015 r. [15]



Rys. 25a Zjawisko inwersji w Salt Lake City [52]



Rys. 25b Źródła smogu w Salt Lake City [52]



Rys.26 Światowa dynamika wdrożeń procesu zgazowania węgla [23]