



PEP 2040 – KPEIK STRATEGIA W STRATEGII



DR CHRISTIAN SCHNELL
MARCIN ROSZKOWSKI
KAMIL MOSKWIK
KRYSTIAN KRUPA

ISBN 978-83-60559-10-9

INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI 

PEP 2040 – KPEIK
STRATEGIA W STRATEGII

DR CHRISTIAN SCHNELL
MARCIN ROSZKOWSKI
KAMIL MOSKWIK
KRYSTIAN KRUPA

©Copyright by Instytut Jagielloński
Warszawa marzec 2019

ISBN 978-83-60559-10-9



Instytut Jagielloński
ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa

jagiellonski.pl
instytut@jagiellonski.pl

Projekt i produkcja:
Piotr Perzyna

24 NOWE
MEDIA

PEP 2040 – KPEIK

STRATEGIA W STRATEGII

DR CHRISTIAN SCHNELL

MARCIN ROSZKOWSKI

KAMIL MOSKWIK

KRYSTIAN KRUPA

SPIS TREŚCI

WSTĘP	5
STRESZCZENIE ZARZĄDCZE	6
ANALIZA PORÓWNAWCZA ŚCIEŻKI SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ WEDŁUG SCENARIUSZY KRAJOWYCH: PEP 2040 I KPEIK	9
ZAŁOŻENIA PEP 2040 ORAZ KPEIK NA TLE SCENARIUSZY KOMISJI EUROPEJSKIEJ	20
PEP 2040, KPEIK ORAZ PRIMES NA TLE SCENARIUSZA MIĘDZYNARODOWEJ AGENCJI ENERGII ODNAWIALNEJ NA ZLECENIE KOMISJI EUROPEJSKIEJ	28
ANALIZA KPEIK POD KĄTEM PRZEPISÓW UNIJNYCH	30
DALSZE UZGODNIENIE KPEIK	34
RYZYKA	35
REKOMENDACJE	36



WSTĘP

Dwadzieścia sześć wieków temu Tales z Miletu odkrył energię elektryczną poprzez pocieranie bursztynu o materiał. Mimo że bursztyn był w Polsce, szczególnie w tamtych czasach, bardzo powszechny, to w ważniejszy i zdecydowanie bardziej skomplikowany sektor gospodarki rozwinęła się energetyka. Sektor, który opiera się na ciężkiej pracy wielu osób, a obejmuje nie tylko wytwarzanie czy wydobycie surowców, ale także kwestie środowiskowe i badawczo-rozwojowe.

W kolejnej analizie Instytutu Jagiellońskiego zajęliśmy się „Krajowym Planem na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030”, który jest istotnym elementem zmian regulacyjnych dotyczących energetyki i środowiska. Wychodzimy ze stanowiska, że warto analizować dokumenty strategiczne takie jak KPEiK czy „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku”, zanim zostaną oficjalnymi dokumentami polskiego rządu. Stąd też pozwalamy sobie zabrać głos w tej ważnej dyskusji.

Marcin Roszkowski

Prezes Instytutu Jagiellońskiego

STRESZCZENIE ZARZĄDCZE

W listopadzie 2018 roku Ministerstwo Energii (ME) opublikowało projekt „Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP 2040). Niespełna 3 miesiące później, w styczniu 2019 roku, światło dzienne ujrzał – zawierający dwa scenariusze, tj. scenariusz business-as-usual (ODN) oraz scenariusz polityki energetyczno-klimatycznej (PEK) – projekt „Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu” (KPEiK) przekazany do Komisji Europejskiej, którego autorem jest również ME.

Zaprezentowane dokumenty pozwalają zadać pytanie o różnice pomiędzy nimi, pokazując tym samym, iż pole do dyskusji na temat kształtu polskiej elektroenergetyki w horyzoncie wieloletnim nadal pozostaje otwarte.

Celem niniejszego opracowania jest analiza porównawcza PEP 2040 i KPEiK oraz wskazanie najważniejszych różnic.

Kluczowym obszarem, w którym występują rozbieżności pomiędzy analizowanymi dokumentami, jest podsektor wytwarzania energii elektrycznej za pomocą fotowoltaiki.

W przypadku tej technologii:

- poziom mocy wytwórczych według PEP 2040 wynosi ok. 20,2 GW w roku 2040, ok. 15,7 GW w tzw. scenariuszu PEK i ok. 3,0 GW w tzw. scenariuszu ODN według KPEiK;
- poziom wytwarzania energii elektrycznej według PEP 2040 osiąga ok. 19,9 TWh, w porównaniu do ok. 14,9 TWh w scenariuszu PEK oraz ok. 2,9 TWh w scenariuszu ODN.

Oprócz fotowoltaiki, w kontekście różnic pomiędzy analizowanymi dokumentami, istotnym obszarem wymagającym analizy jest także wizja rozwoju energetyki wiatrowej, gazowej oraz pozostałych odnawialnych źródeł energii (OZE), tj. innych niż wspomniana fotowoltaika.

W przypadku energetyki wiatrowej podstawową kwestią jest znalezienie optymalnej ścieżki rozwoju dla technologii lądowej oraz morskiej (podział technologii zasygnalizowany w PEP 2040; w przypadku KPEiK brak rozróżnienia pomiędzy tymi technologiami).

W przypadku energetyki gazowej kluczową rozbieżnością ujawnioną w toku analizy jest stopień wykorzystania mocy wytwórczych, który w przypadku scenariusza PEP 2040 wynosi ok. 35% względem ok. 58% w scenariuszu PEK oraz ok. 73% w scenariuszu ODN.

Finalnie zauważalną różnicą w przypadku analizowanych dokumentów jest trajektoria mocy oraz wytwarzania z pozostałych źródeł OZE (woda, biomasa, biogaz). O ile poziom mocy pozostaje wyższy w PEP 2040 niż w przypadku obu scenariuszy KPEiK, o tyle wytwarzanie w PEP 2040 jest niższe niż w KPEiK, a do tego w roku 2040 odnotowuje widoczny spadek.

Rozbieżności dotyczące kształtu sektora wytwarzania energii zidentyfikowane pomiędzy powyższymi dwoma dokumentami opublikowanymi w nieodległym czasie przez tę samą instytucję (Ministerstwo Energii) pozwalają wnioskować, iż wypracowanie wizji rozwoju polskiej elektroenergetyki wymaga z jednej strony dalszej debaty, a z drugiej – dążenia do ujednoczenia i zachowania konsekwencji.

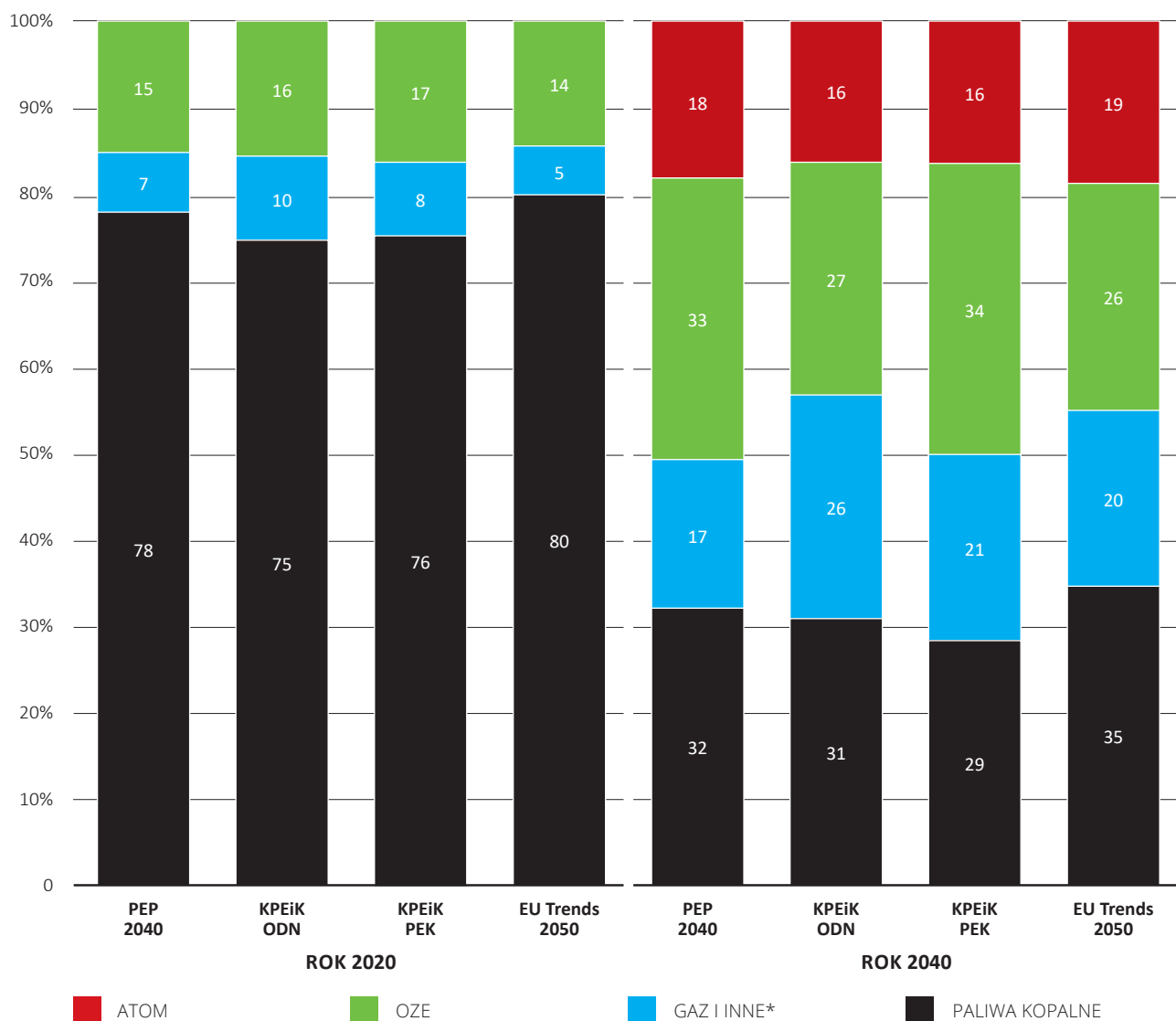
Jednocześnie, w celu uzyskania szerszego kontekstu porównań oraz dyskusji nad przyszłością polskiej elektroenergetyki, warto dokonać porównania przytoczonych dokumentów ze scenariuszami:

- modelu PRIMES opracowanego na zlecenie Komisji Europejskiej (KE), zaprezentowanego w połowie 2016 r. w dokumencie „EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050” (PRIMES EU TRENDS 2050) na podstawie pierwszych zobowiązań UE (pledges) wynikających z porozumienia z Paryża 2015-2020, tj. redukcji gazów cieplarnianych o 40% w odniesieniu do 1990 roku – zgodnie z uchwałą Rady Europejskiej z listopada 2014 r.;
- szkicu Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), zaprezentowanego w lutym 2018 r. przez Komisję Europejską w dokumencie „REmap 2030” opracowanym na zlecenie Komisji Europejskiej (REmap 2030) na podstawie propozycji Komisji wynikających z porozumienia z Paryża 2020-2025, tj. redukcji gazów cieplarnianych o 45% w odniesieniu do 1990 roku – uchwała Rady Europejskiej ma być podjęta w maju tego roku na szczycie w Sibiu, przy czym Parlament Europejski aktualnie proceduje uchwałę o redukcji gazów cieplarnianych o 55% w odniesieniu do 1990 roku.

Syntetyczne zestawienie scenariuszy krajowych oraz scenariusza PRIMES przedstawiono poniżej (Rys. 1).

Z uwagi na fakt, że horyzont szkicu scenariusza IRENA REmap 2030 sięga jedynie roku 2030, wyniki tego scenariusza nie zostały umieszczone w powyższym zestawieniu. Niemniej jednak warto nadmienić, że prognozowany przez IRENA dla roku 2030 (a zatem o dekadę wcześniej niż powyższe scenariusze) udział wytwarzania energii z OZE we wszystkich sektorach energetycznych sięga ok. 28%, a w miksie elektroenergetycznym ok. 38% (przy dodatkowym udziale zeroemisyjnej energetyki jądrowej w wysokości ok. 7%), podczas gdy pozostałe scenariusze – dopiero dla roku 2040 – zakładają co najwyżej ok. 34% udziału OZE w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.

RYS. 1 STRUKTURA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
 WEDŁUG KPEiK, PEP 2040, PRIMES EU TRENDS 2050 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [%]



* Pozycja zawiera źródła opalane paliwami gazowymi, a także wykorzystujące np. olej opałowy czy nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

ANALIZA PORÓWNAWCZA ŚCIEŻKI SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ WEDŁUG SCENARIUSZY KRAJOWYCH: PEP 2040 I KPEiK

Na przestrzeni niespełna trzech miesięcy Ministerstwo Energii zaprezentowało dwa dokumenty obrazujące wizję rozwoju mocy oraz wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w horyzoncie 2040 roku. Pierwszy z nich to „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku” (PEP 2040), zaprezentowany w listopadzie 2018 r. Drugi dokument to „Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030” (KPEiK), zaprezentowany w styczniu 2019 r.

Celem poniższej analizy jest porównanie obydwu dokumentów oraz wskazanie różnic w zakresie wizji rozwoju polskiego miks energetycznego. Należy zaznaczyć, że o ile PEP 2040 przedstawia jeden scenariusz rozwoju (w horyzoncie roku 2040), o tyle KPEiK prezentuje dwa scenariusze, a przyjęty horyzont analityczny to rok 2030 (z perspektywą do 2040 roku). Scenariusze KPEiK są następujące:

- ODN – scenariusz odniesienia, który stanowi analizę oddziaływania polityk i środków, które istniały do końca 2017 roku (ang. *business-as-usual*);
- PEK – tzw. scenariusz Polityki Energetyczno-Klimatycznej, będący analizą (oceną) oddziaływania polityk i środków, które wskazują w jaki sposób i z jakimi skutkami zrealizowane zostaną cele w pięciu wymiarach unii energetycznej.

Porównywane dokumenty wykazują szereg różnic w zakresie klasyfikacji źródeł, a także prezentacji mocy wytwórczych i wytwarzania. PEP 2040 posługuje się kategorią mocy zainstalowanej netto, podczas gdy KPEiK prezentuje moc osiągalną netto. W przypadku wytwarzania

energii elektrycznej PEP 2040 nie precyzuje, czy chodzi o produkcję netto, czy brutto, natomiast KPEiK przedstawia produkcję w ujęciu brutto.

Warto także zwrócić uwagę na fakt, że porównywane dokumenty w różny sposób klasyfikują źródła wytwórcze. Z tego względu w dalszym toku analizy:

- do pozycji „Inne” zakwalifikowano pozycje scharakteryzowane w PEP 2040 jako elektrociepłownie (EC) pozostałe lub elektrownie rezerwowe (OCGT¹/diesel) lub scharakteryzowane w KPEiK jako elektrociepłownie (EC) przemysłowe, turbiny gazowe/rezerwa zimna/import, a także z wody przepompowanej / elektrownie pompowe, olej opałowy lub pozostałe (nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne);
- do pozycji „Pozostałe OZE” zakwalifikowano pozycje dotyczące Odnawialnych Źródeł Energii opisane w KPEiK jako biomasa, biogaz, energia wodna, elektrownie wodne, elektrownie i EC na biomasę, EC na biogaz, a także pozycje opisane w PEP 2040 jako elektrownie OZE pozostałe (na biomasę, biogaz, wodne).


Zbiorcze ujęcie wskazanych powyżej rodzajów źródeł wynika z niespójnej i rozbieżnej klasyfikacji w analizowanych dokumentach, a stąd brak porównywalności pomiędzy PEP 2040 i KPEiK.

W celu uzyskania syntetycznego obrazu porównywanych dokumentów dokonano zestawienia mocy zainstalowanej i wytwarzania dla roku 2020 (początek horyzontu planistycznego) oraz dla roku 2040 (koniec horyzontu planistycznego i dostępnych danych liczbowych).

1. OCGT – ang. *open cycle gas turbine*

TAB. 1 WOLUMEN MOCY
 WEDŁUG KPEiK ORAZ PEP 2040 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [GW]

ŹRÓDŁO ENERGI	Rok 2020			Rok 2040		
	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK
W_brun	7,4	8,1	7,9	1,5	2,9	1,5
W_kam	20,7	19,8	20,1	12,0	9,3	9,4
Gaz	2,9	2,7	2,7	12,4	8,3	8,2
Wiatr	6,4	6,1	6,5	11,1	13,9	11,4
Słońce	0,9	0,6	1,1	20,2	3,0	15,7
Pozostałe OZE	3,4	2,0	1,9	4,3	3,7	3,5
Inne źródła	0,4	3,4	3,3	5,5	5,2	7,9
Atom	0,0	0,0	0,0	5,6	4,5	5,2
RAZEM	42,0	42,6	43,4	72,6	51,0	62,7

INSTITUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

Dane zawarte w Tab. 1 pokazują, że o ile spodziewany poziom mocy zainstalowanej w Polsce w roku 2020 jest w miarę zbliżony w analizowanych scenariuszach, o tyle zasadnicze rozbieżności występują w roku 2040.

Największe różnice w roku 2040 widoczne są w przypadku mocy zainstalowanej w źródłach produkujących energię elektryczną z energii słonecznej (fotowoltaika). Według PEP 2040 fotowoltaika osiąga ok. 20,2 GW mocy w porównaniu do ok. 15,7 GW w scenariuszu PEK oraz ok. 3,0 GW w scenariuszu ODN. Oprócz mocy instalacji fotowoltaicznych istotne różnice w roku 2040 występują w przypadku mocy zainstalowanej w:

- źródłach gazowych (ok. 12,4 GW według PEP 2040, ok. 8,2 GW w scenariuszu PEK oraz ok. 8,3 GW w scenariuszu ODN);

- źródłach opalanych węglem kamiennym (ok. 12,0 GW według PEP 2040, ok. 9,4 GW w scenariuszu PEK oraz ok. 9,3 GW w scenariuszu ODN);
- źródłach opalanych węglem brunatnym (ok. 2,9 GW w scenariuszu ODN oraz ok. 1,5 GW w scenariuszu PEP 2040 i PEK);
- źródłach wiatrowych (ok. 11,1 GW według PEP 2040, do ok. 11,4 GW w scenariuszu PEK oraz ok. 13,9 GW w scenariuszu ODN).

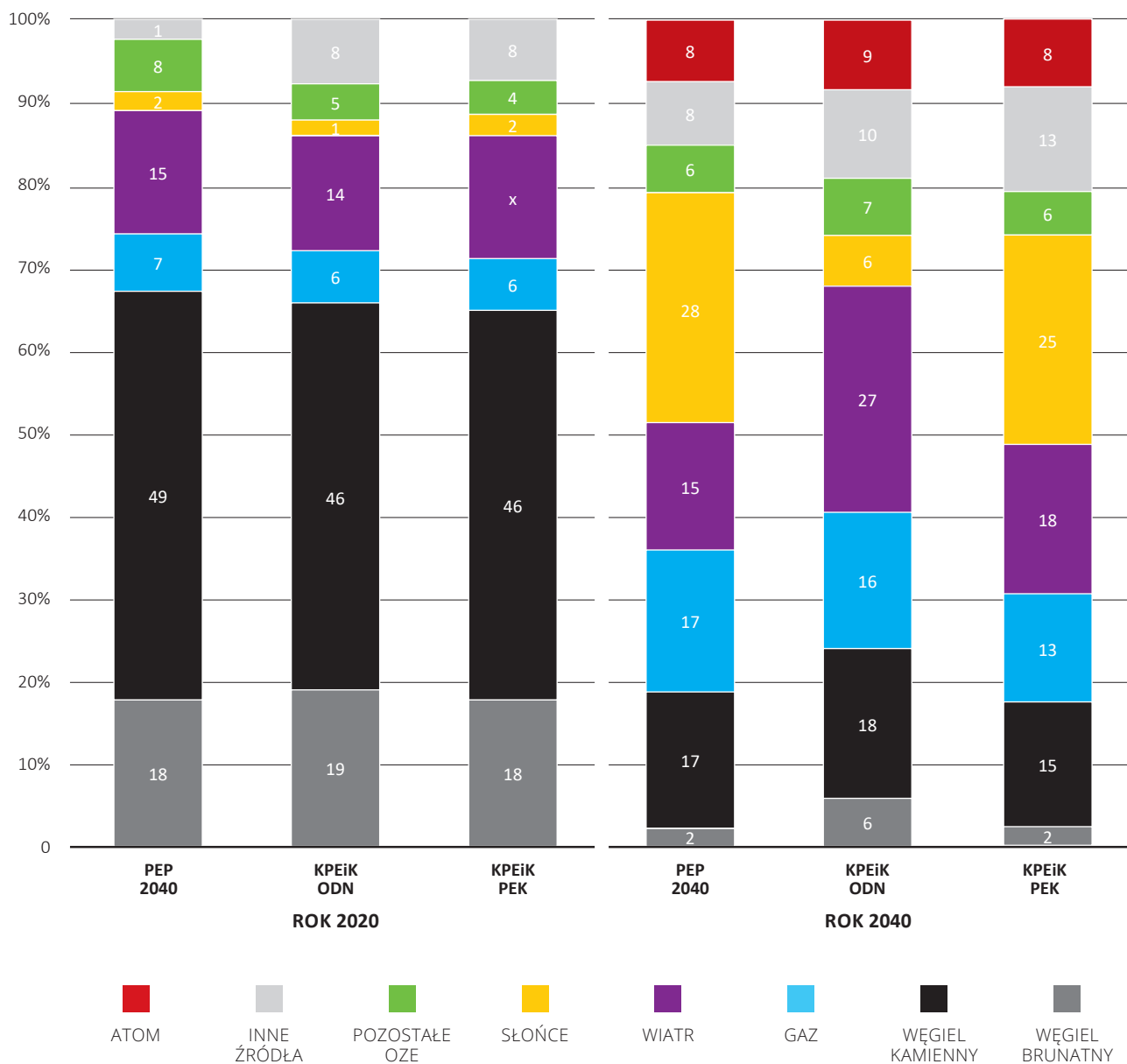
Analizując powyższe dane, warto zwrócić uwagę na to, że w ramach KPEiK scenariusz ODN zakłada wyższy poziom mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych niż scenariusz PEK. Jednocześnie o ile PEP 2040 dokonuje rozróżnienia na moce wiatrowe umiejscowione na lądzie oraz na morzu, KPEiK nie wykazuje tego typu podziału.

Analiza danych dotyczących struktury mocy wytwórczych (Rys. 2) pokazuje, że rok 2020 wykazuje wysokie podobieństwo we wszystkich rozpatrywanych scenariuszach. W przypadku roku 2040 podstawową różnicą jest udział fotowoltaiki w miksie energetycznym. PEP 2040 oraz scenariusz PEK zakładają zbliżony udział źródeł wykorzystujących energię słoneczną (odpowiednio ok. 28% oraz 25%), podczas gdy scenariusz ODN przewiduje udział znacząco niższy (ok. 6%).

Co ciekawe, scenariusz ODN – w porównaniu z pozostałymi – zakłada najwyższy udział mocy wiatrowych (ok. 27%, przy udziałach nieprzekraczających 20% w przypadku PEP 2040 oraz scenariusza PEK). Przewiduje on także relatywnie najwyższy udział mocy opalanych węglem brunatnym (ok. 6% względem ok. 2% w scenariuszu PEK oraz PEP 2040).

RYS. 2 STRUKTURA MOCY

WEDŁUG KPEiK ORAZ PEP 2040 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [GW]



INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

TAB. 2 WOLUMEN WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
WEDŁUG KPEiK ORAZ PEP 2040 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [TWH]

ŹRÓDŁO ENERGII	Rok 2020			Rok 2040		
	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK
W_brun	54,3	46,0	51,0	11,7	13,0	10,3
W_kam	74,5	87,3	81,3	62,9	55,8	53,3
Gaz	9,5	13,6	10,5	38,0	52,8	41,9
Wiatr	14,7	13,8	16,5	42,9	36,0	39,7
Słońce	0,8	0,5	0,8	19,9	2,9	14,9
Pozostałe OZE	9,5	13,4	11,6	13,0	21,1	20,5
Inne źródła	1,7	3,9	3,3	1,9	4,0	5,1
Atom	0,0	0,0	0,0	41,5	35,5	36,2
RAZEM	165,0	178,5	175,0	231,8	221,1	221,9

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

Dane zawarte w Tab. 2 pokazują, że o ile w przypadku PEP 2040 spodziewany poziom wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w roku 2020 (165,0 TWh) jest niższy niż w scenariuszach KPEiK (w przedziale 175,0–178,5 TWh), o tyle tendencja ta odwraca się w przypadku roku 2040, gdzie wytwarzanie według PEP 2040 (ok. 231,8 TWh) przekracza wytwarzania zakładane przez KPEiK (w przedziale 221,0–222,0 TWh).

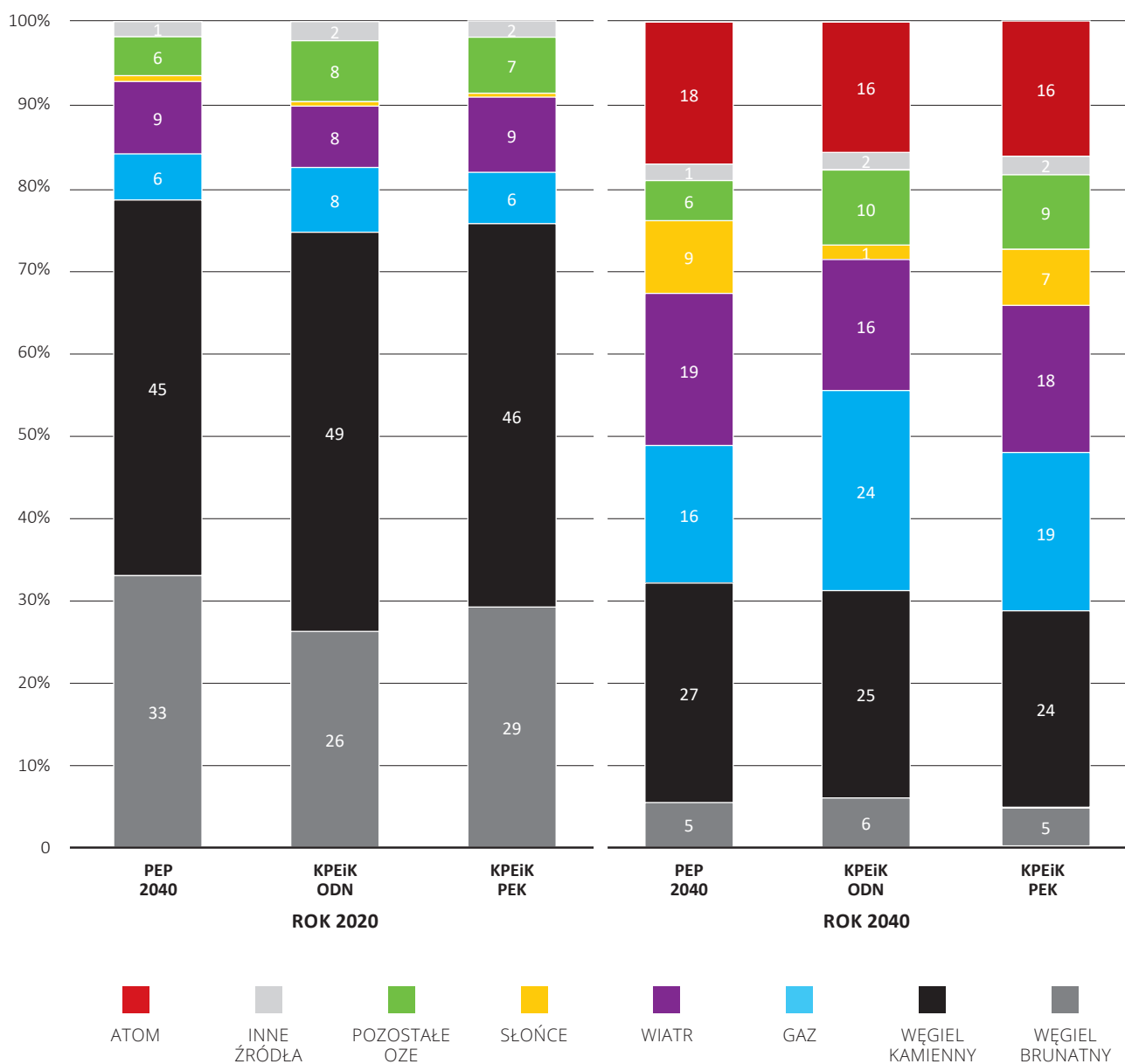
Największe różnice w roku 2040 występują w przypadku wytwarzania ze źródeł wykorzystujących energię słońca. Według PEP 2040 fotowoltaika osiąga ok. 19,9 TWh w porównaniu do ok. 14,9 TWh w scenariuszu PEK oraz ok. 2,9 TWh w scenariuszu ODN. Oprócz mocy słonecznych istotne różnice w roku 2040 występują w przypadku wytwarzania energii elektrycznej w:


- źródłach gazowych (ok. 38,0 TWh według PEP 2040, ok. 41,9 TWh w scenariuszu PEK oraz ok. 52,8 TWh w scenariuszu ODN);
- źródłach opalanych węglem kamiennym (ok. 62,9 TWh według PEP 2040, ok. 53,3 TWh w scenariuszu PEK oraz ok. 55,8 TWh w scenariuszu ODN);
- źródłach wiatrowych (ok. 42,9 TWh według PEP 2040, do ok. 39,7 TWh w scenariuszu PEK oraz ok. 36,0 TWh w scenariuszu ODN);
- źródłach atomowych (ok. 41,5 TWh według PEP 2040, do ok. 36,2 TWh w scenariuszu PEK oraz ok. 35,5 TWh w scenariuszu ODN).

Analiza danych dotyczących struktury wytwarzania energii elektrycznej (Rys. 3) pokazuje, że rok 2020 wykazuje wysokie podobieństwo we wszystkich rozpatrywanych scenariuszach, a jedyną nieznaczną różnicą jest udział wytwarzania z węgla brunatnego, który w PEP 2040 wynosi ok. 33%, podczas gdy w przypadku KPEiK nie przekracza on 30%. W przypadku roku 2040 podstawową różnicą jest udział fotowoltaiki w miksie energetycznym. PEP 2040 oraz scenariusz PEK zakładają zbliżony udział wytwarzania ze źródeł wykorzystujących energię słoneczną (odpowiednio ok. 9% oraz 7%), podczas gdy scenariusz ODN zakłada udział znacząco niższy (ok. 1%).

Scenariusz ODN – w porównaniu z pozostałymi – zakłada najwyższy udział energii pochodzącej ze źródeł gazowych (ok. 24%, przy udziałach nieprzekraczających 20% w przypadku PEP 2040 oraz scenariusza PEK). Przewiduje on także relatywnie najwyższy udział energii uzyskiwanej z węgla brunatnego.

RYS. 3 STRUKTURA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
 WEDŁUG KPEiK ORAZ PEP 2040 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [TWh]



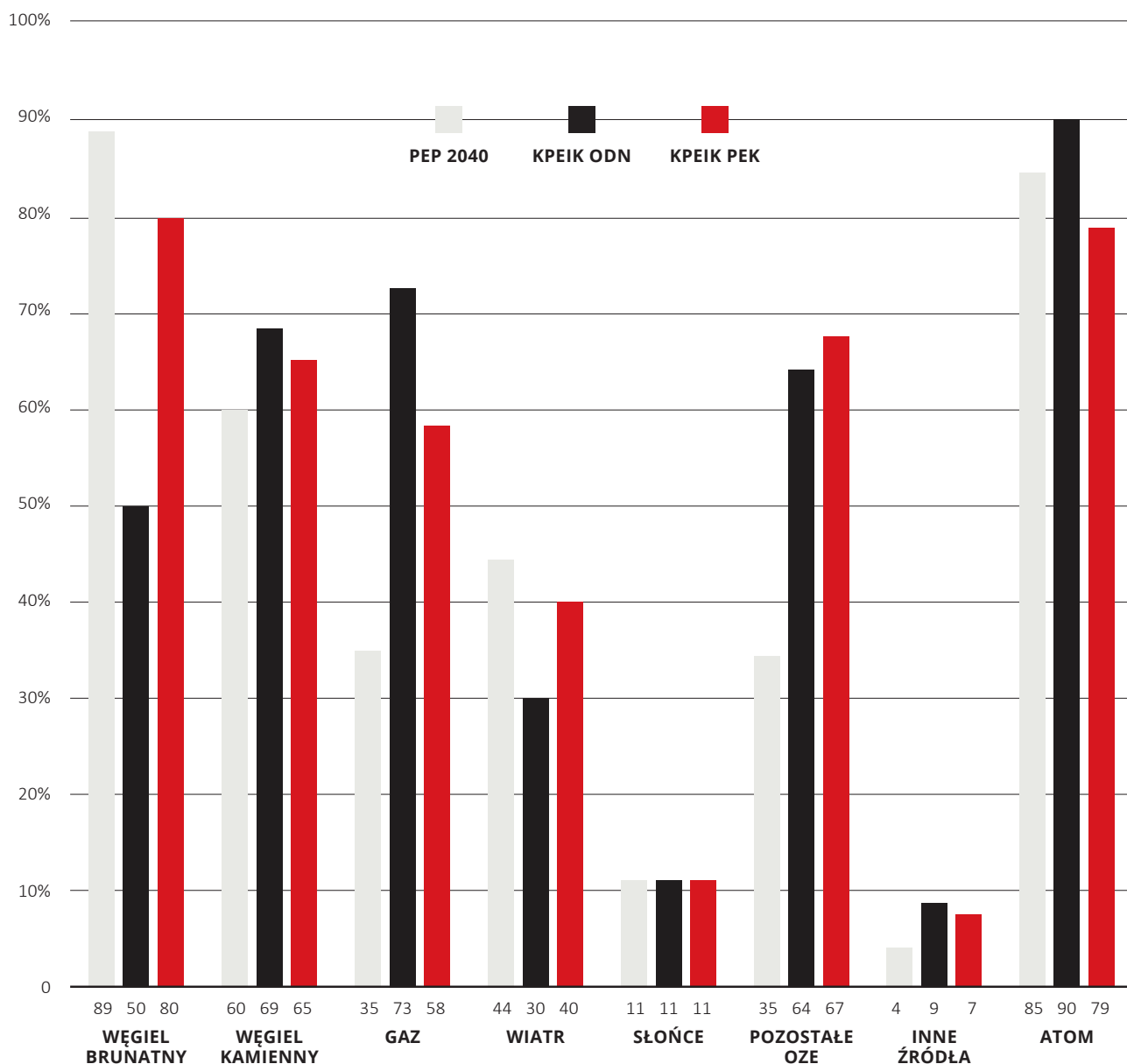
INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

Interesującym obszarem porównań jest zakładany w poszczególnych scenariuszach poziom wykorzystania mocy (ang. *capacity factor*, CF²) w roku 2040. Wskaźnik wykorzystania mocy pozwala m.in. zobrazować docelową ekonomikę inwestycji w dany rodzaj źródeł, a przez to ocenić zasadność rozwoju danego rodzaju technologii w horyzoncie roku 2040.

Istotną różnicę pomiędzy scenariuszem ODN a pozostałymi scenariuszami można zauważyć w przypadku węgla brunatnego (ok. 50%, względem co najmniej 80% w scenariuszu PEK oraz PEP 2040). Powyższa zależność może sugerować, że prognozowany dla tego scenariusza poziom mocy w źródłach opalanych węglem brunatnym może być nadmiernie wysoki (biorąc pod uwagę, że poziom wytwarzania w scenariuszu ODN nie odbiega znacząco od poziomu wytwarzania w pozostałych scenariuszach, a także, że źródła opalane węglem brunatnym – z uwagi na relatywnie wysoką emisyjność CO² – nie stanowią preferowanego rodzaju źródeł podszczytowych lub szczytowych, charakteryzujących się relatywnie niższymi poziomami wskaźnika CF). Drugim rodzajem technologii, w przypadku której występują zauważalne różnice w poziomach wskaźnika CF, są źródła gazowe. Wyraźnie niższy poziom wskaźnika występuje w przypadku scenariusza PEP 2040 (ok. 35%, względem 58% w scenariuszu PEK oraz 73% w scenariuszu ODN), co pozwala z jednej strony przypuszczać, że źródła te mogą być wykorzystywane do pracy podszczytowej lub szczytowej w tym scenariuszu, a z drugiej zadać pytanie o poprawność ujęcia charakterystyki pracy tych źródeł w PEP 2040.

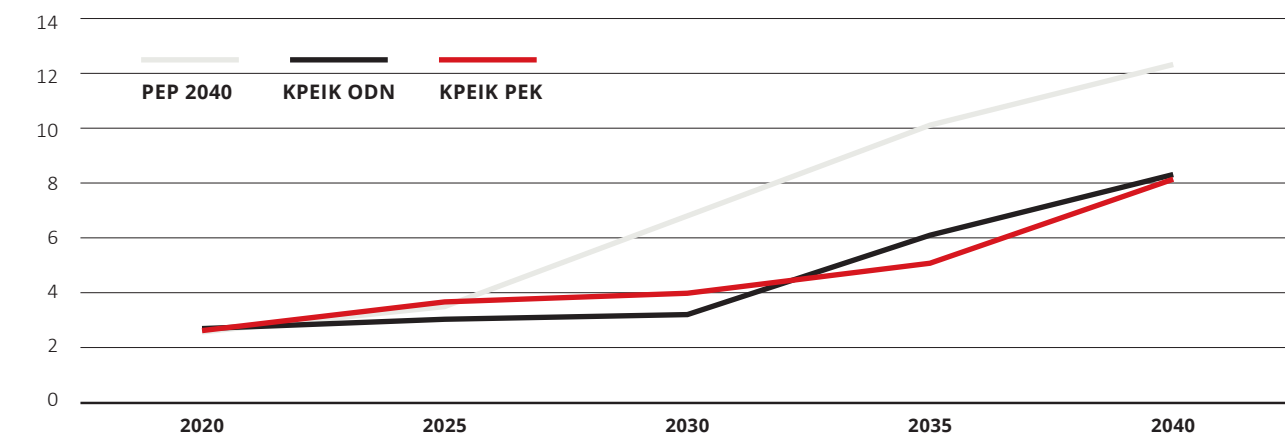
2. Wskaźnik obliczony jako iloraz wytwarzania faktycznego w danym roku oraz wytwarzania potencjalnego (równej mocy zainstalowanej * 8760 godzin).


RYS. 4 WSKAŹNIKI WYKORZYSTANIA MOCY
 WEDŁUG KPEIK ORAZ PEP 2040 W ROKU 2040



INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEIK oraz PEP 2040

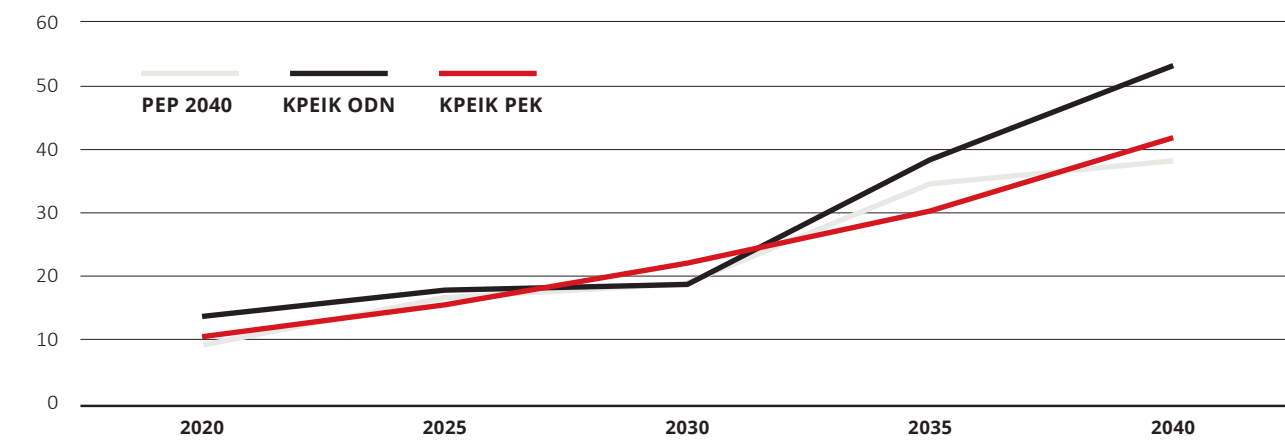
**RYS. 5 TRAJEKTORIA MOCY ŹRÓDEŁ GAZOWYCH
 WEDŁUG KPEIK ORAZ PEP 2040 [GW]**



INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEIK oraz PEP 2040

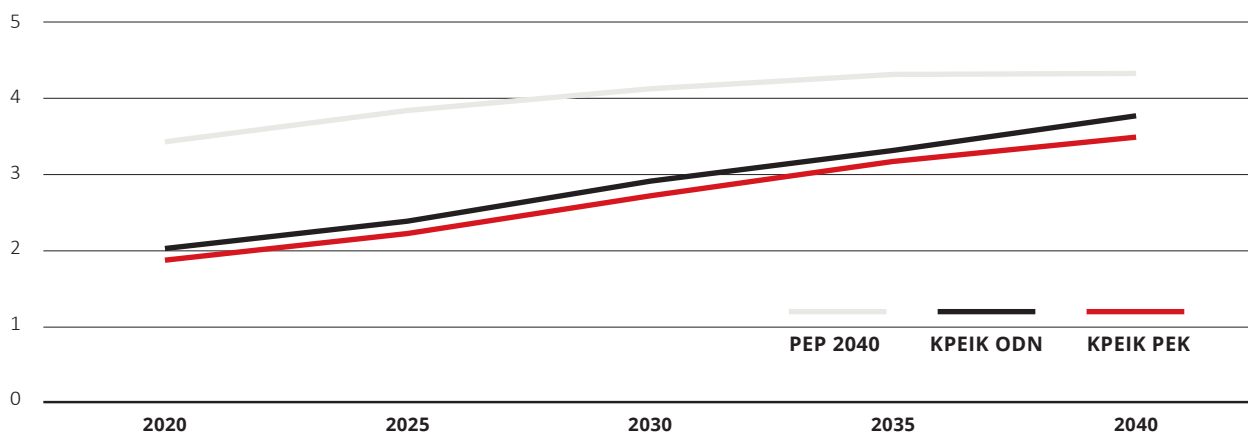
Rys. 5 oraz Rys. 6 pokazują istotną różnicę w poziomie mocy w źródłach gazowych począwszy od roku 2030 w przypadku PEP 2040, przy jednoczesnym braku istotnych różnic w poziomie wytwarzania (poza rokiem 2040 dla scenariusza ODN), co daje podstawy do rozważenia poprawności ujęcia tych źródeł w PEP 2040.

**RYS. 6 TRAJEKTORIA WYTWARZANIA ZE ŹRÓDEŁ GAZOWYCH
 WEDŁUG KPEIK ORAZ PEP 2040 [TWH]**



INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEIK oraz PEP 2040

**RYS. 7 TRAJEKTORIA MOCY POZOSTAŁYCH OZE
 WEDŁUG KPEiK ORAZ PEP 2040 [GW]**

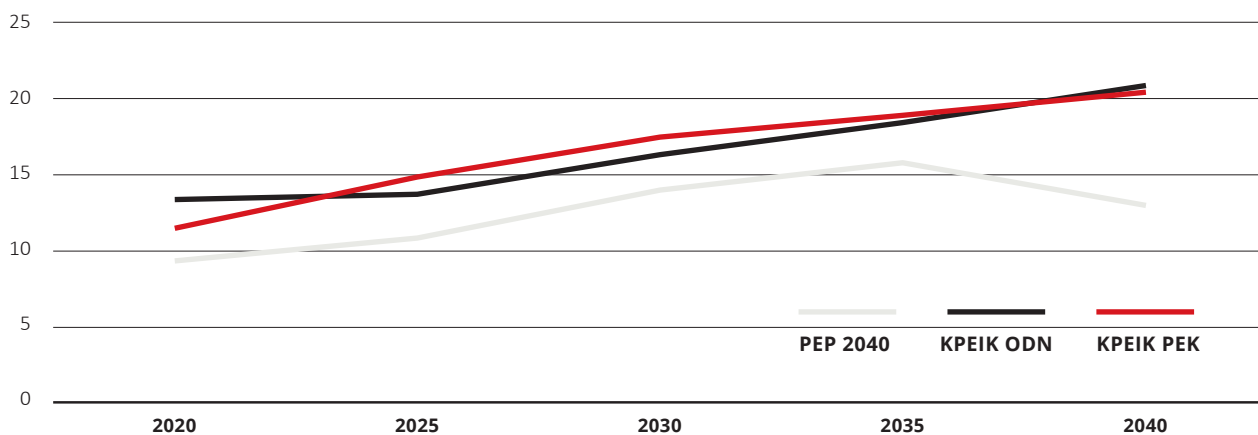


INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

W toku analizy PEP 2040 oraz KPEiK warto także zwrócić uwagę na trajektorię mocy (Rys. 7) oraz wytwarzania z pozostałych OZE (Rys. 8). O ile poziom mocy pozostaje wyższy w PEP 2040 niż w przypadku obu scenariuszy KPEiK, o tyle wytwarzanie w PEP 2040 pozostaje niższe

niż w KPEiK, a do tego w roku 2040 odnotowuje zauważalny spadek. Powyższa obserwacja pozwala zadać pytanie o sposób oraz logikę ujęcia tych źródeł w analizowanych dokumentach.

**RYS. 8 TRAJEKTORIA WYTWARZANIA Z POZOSTAŁYCH OZE
 WEDŁUG KPEiK ORAZ PEP 2040 [TWH]**



INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

ZAŁOŻENIA PEP 2040 ORAZ KPEiK NA TLE SCENARIUSZY KOMISJI EUROPEJSKIEJ

W celu uzyskania szerszego kontekstu warto porównać założenia z zaprezentowanych wcześniej dokumentów z założeniami pochodzącymi ze scenariuszy Komisji Europejskiej (KE).

Najbardziej aktualne scenariusze KE dotyczące rozwoju mixu energetycznego krajów unijnych opublikowano w lipcu 2016 roku w dokumencie pt. „EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050” (EU Trends 2050). Zostały one częściowo zaktualizowane przez scenariusz Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), zaprezentowany w lutym 2018 r. przez Komisję Europejską w dokumencie „REmap 2030” i opracowany na zlecenie KE (REmap 2030) na podstawie zobowiązań UE wynikających z porozumienia z Paryża.

Porównanie danych dotyczących mocy wytwórczych, zawartych w dokumentach krajowych oraz w opracowaniu Komisji Europejskiej (Tab. 3), pozwala zauważyć, że:

- łączny wolumen mocy wytwórczych szacowany przez KE jest najniższy i wynosi odpowiednio ok. 33,6 GW w roku 2020 (powyżej 40,0 GW w KPEiK oraz PEP 2040) oraz ok. 44,3 GW w roku 2040 (powyżej 50,0 GW w KPEiK oraz PEP 2040);
- opracowanie EU Trends 2050 w zasadzie nie zakłada w Polsce rozwoju fotowoltaiki (ok. 0,2 GW w roku 2040 wobec co najmniej 3,0 GW przyjętych w dokumentach krajowych);
- opracowanie EU Trends 2050 w zasadzie nie zakłada w Polsce rozwoju źródeł zaklasyfikowanych jako „Inne źródła”, wśród których są m.in. jednostki pełniące funkcje rezerwowe i bilansujące, np. elektrownie OCGT (ok. 0,1 GW w roku 2040 wobec co najmniej 5,2 GW przyjętych w dokumentach krajowych).

TAB. 3 WOLUMEN MOCY
WEDŁUG KPEiK, PEP 2040 ORAZ EU TRENDS 2050 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [GW]

ŹRÓDŁO ENERGI	Rok 2020				Rok 2040			
	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK	EU Trends 2050	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK	EU Trends 2050
PALIWA STAŁE*	28,1	27,9	28,0	23,0	13,5	12,2	10,9	12,7
GAZ	2,9	2,7	2,7	1,7	12,4	8,3	8,2	8,0
WIATR	6,4	6,1	6,5	5,7	11,1	13,9	11,4	14,7
SŁOŃCE	0,9	0,6	1,1	0,1	20,2	3,0	15,7	0,2
INNE ŹRÓDŁA	0,4	3,4	3,3	0,2	5,5	5,2	7,9	0,1
POZOSTAŁE OZE	3,4	2,0	1,9	2,9	4,3	3,7	3,5	3,6
ATOM	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	4,5	5,2	5,0
RAZEM	42,0	42,6	43,4	33,6	72,6	51,0	62,7	44,3

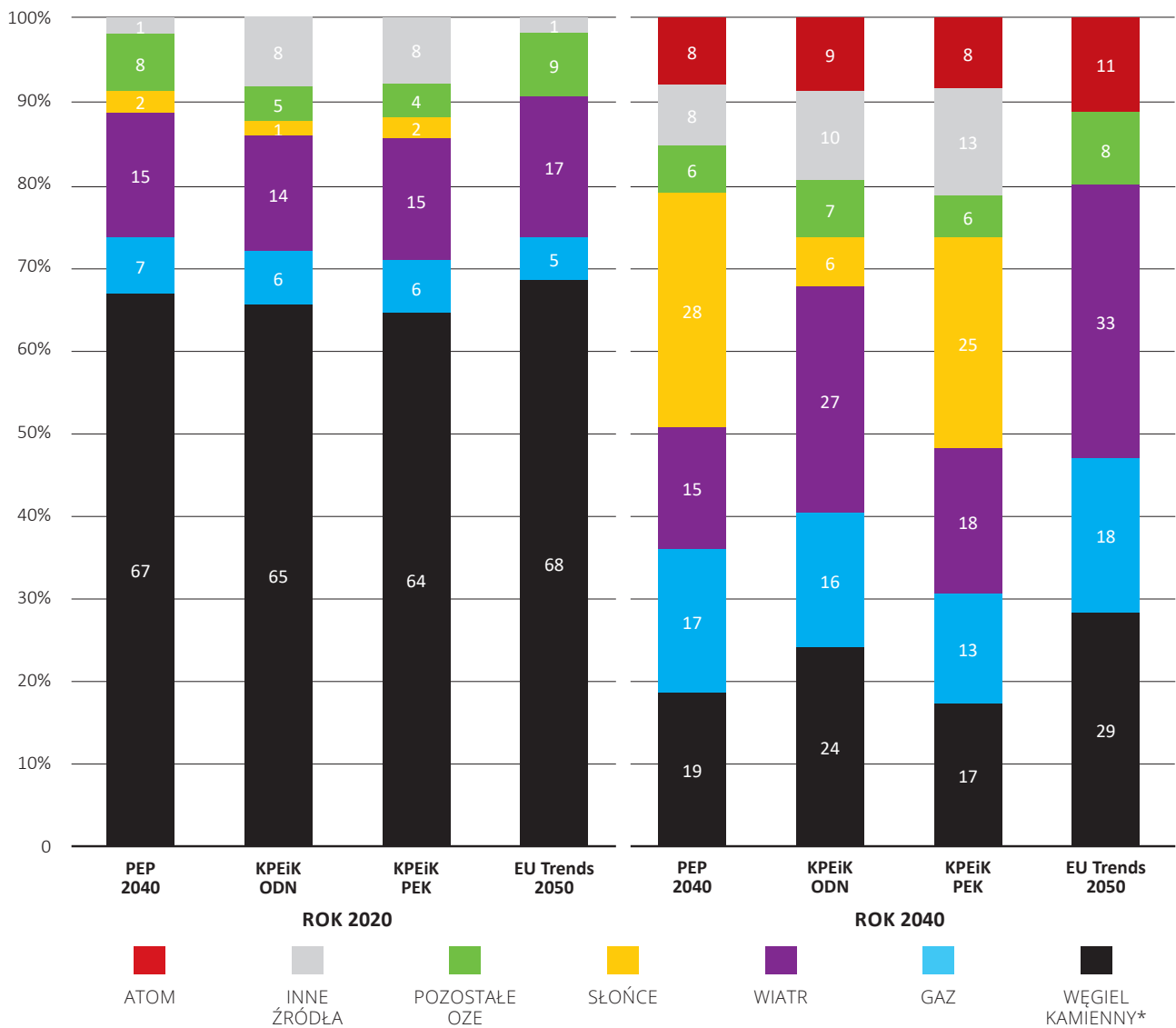
* Opracowanie KE nie dokonuje rozróżnienia pomiędzy węglem kamiennym oraz brunatnym, co ma z kolei miejsce w dokumentach krajowych

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

Analizując udział procentowy poszczególnych typów źródeł według mocy (Rys. 9), można zauważyć, że opracowanie Komisji Europejskiej przewiduje dla roku 2040 relatywnie największy udział mocy wiatrowych (ok. 33% wobec ok. 15% do ok. 27% w dokumentach krajowych) oraz mocy zainstalowanej w jednostkach opalanych paliwami stałymi (ok. 29% wobec ok. 17% do ok. 24% w dokumentach krajowych). Relatywnie największy jest także udział mocy atomowych (ok. 11% według EU Trends 2050 wobec ok. 8% do ok. 9% w dokumentach krajowych). Jak wspomniano wcześniej, udział mocy wykorzystujących energię słoneczną jest w scenariuszu PRIMES pomijalny.

RYS. 9 STRUKTURA MOCY

WEDŁUG KPEiK, PEP 2040 ORAZ EU TRENDS 2050 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [GW]



* Opracowanie KE nie dokonuje rozróżnienia pomiędzy węglem kamiennym oraz brunatnym, co ma z kolei miejsce w dokumentach krajowych

Analizując udział procentowy poszczególnych typów źródeł według mocy (Rys. 9), można zauważyć, że opracowanie Komisji Europejskiej przewiduje dla roku 2040 relatywnie największy udział mocy wiatrowych (ok. 33% wobec ok. 15% do ok. 27% w dokumentach krajowych) oraz mocy zainstalowanej w jednostkach opalanych paliwami stałymi (ok. 29% wobec ok. 17% do ok. 24% w dokumentach krajowych). Relatywnie największy jest także udział mocy atomowych (ok. 11% według EU Trends 2050 wobec ok. 8% do ok. 9% w dokumentach krajowych). Jak wspomniano wcześniej, udział mocy wykorzystujących energię słoneczną jest w scenariuszu PRIMES pomijalny.


Analiza danych dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w Polsce według scenariuszy krajowych oraz scenariusza PRIMES (Tab. 4) pokazuje, że spodziewany na rok 2040 łączny wolumen wytwarzania jest największy w przypadku PEP 2040 (ok. 231,8 TWh), natomiast w scenariuszach KPEiK oraz EU Trends 2050 kształtuje się na porównywalnym poziomie (ok. 220,0 TWh). W przypadku EU Trends 2050 uwagę zwraca zwłaszcza pomijalny wolumen wytwarzania ze źródeł fotowoltaicznych (który w dokumentach krajowych wynosi co najmniej 2,9 TWh). Dalsza analiza pokazuje, iż w roku 2040:

- poziom wytwarzania ze źródeł wiatrowych przyjęty w EU Trends 2050 (ok. 32,4 TWh) jest najniższy (co najmniej ok. 36,0 TWh według dokumentów krajowych), co w odniesieniu do poziomu mocy wytwórczych wskazuje, iż opracowanie KE zakłada relatywnie najniższe wskaźniki wykorzystania tej technologii (por. dalej Rys. 11);
- poziom wytwarzania energii z paliw kopalnych przyjęty w opracowaniu KE (ok. 76,6 TWh) jest porównywalny z PEP 2040 (ok. 74,6 TWh) i jednocześnie większy niż poziom przyjęty w KPEiK (ok. 63,6 TWh do ok. 68,8 TWh);
- poziom wytwarzania energii z gazu przyjęty w opracowaniu KE (ok. 43,6 TWh) jest porównywalny ze scenariuszem KPEiK PEK (ok. 41,9 TWh) i jednocześnie większy niż poziom przyjęty w PEP 2040 (ok. 38,0 TWh); natomiast najwyższy wolumen wytwarzania ze źródeł gazowych występuje w scenariuszu KPEiK ODN i wynosi ok. 52,8 TWh;
- poziom wytwarzania ze źródeł atomowych w opracowaniu KE (ok. 41,6 TWh) jest porównywalny ze scenariuszem PEP 2040 (ok. 41,5 TWh) i jednocześnie wyższy niż poziomy prognozowane w KPEiK (ok. 35,5 TWh do 36,2 TWh).

TAB. 4 WOLUMEN WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
WEDŁUG KPEiK, PEP 2040 ORAZ EU TRENDS 2050 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [TWH]

ŹRÓDŁO ENERGII	Rok 2020				Rok 2040			
	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK	EU Trends 2050	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK	EU Trends 2050
PALIWA STAŁE*	128,8	133,3	132,3	141,2	74,6	68,8	63,6	76,6
GAZ	9,5	13,6	10,5	9,6	38,0	52,8	41,9	43,6
WIATR	14,7	13,8	16,5	11,4	42,9	36,0	39,7	32,4
SŁOŃCE	0,8	0,5	0,8	0,1	19,9	2,9	14,9	0,2
INNE ŹRÓDŁA	1,7	3,9	3,3	0,0	1,9	4,0	5,1	0,3
POZOSTAŁE OZE	9,5	13,4	11,6	13,9	13,0	21,1	20,5	24,5
ATOM	0,0	0,0	0,0	0,0	41,5	35,5	36,2	41,6
RAZEM	165,0	178,5	175,0	176,2	231,8	221,1	221,9	219,2

* Opracowanie KE nie dokonuje rozróżnienia pomiędzy węglem kamiennym oraz brunatnym, co ma z kolei miejsce w dokumentach krajowych

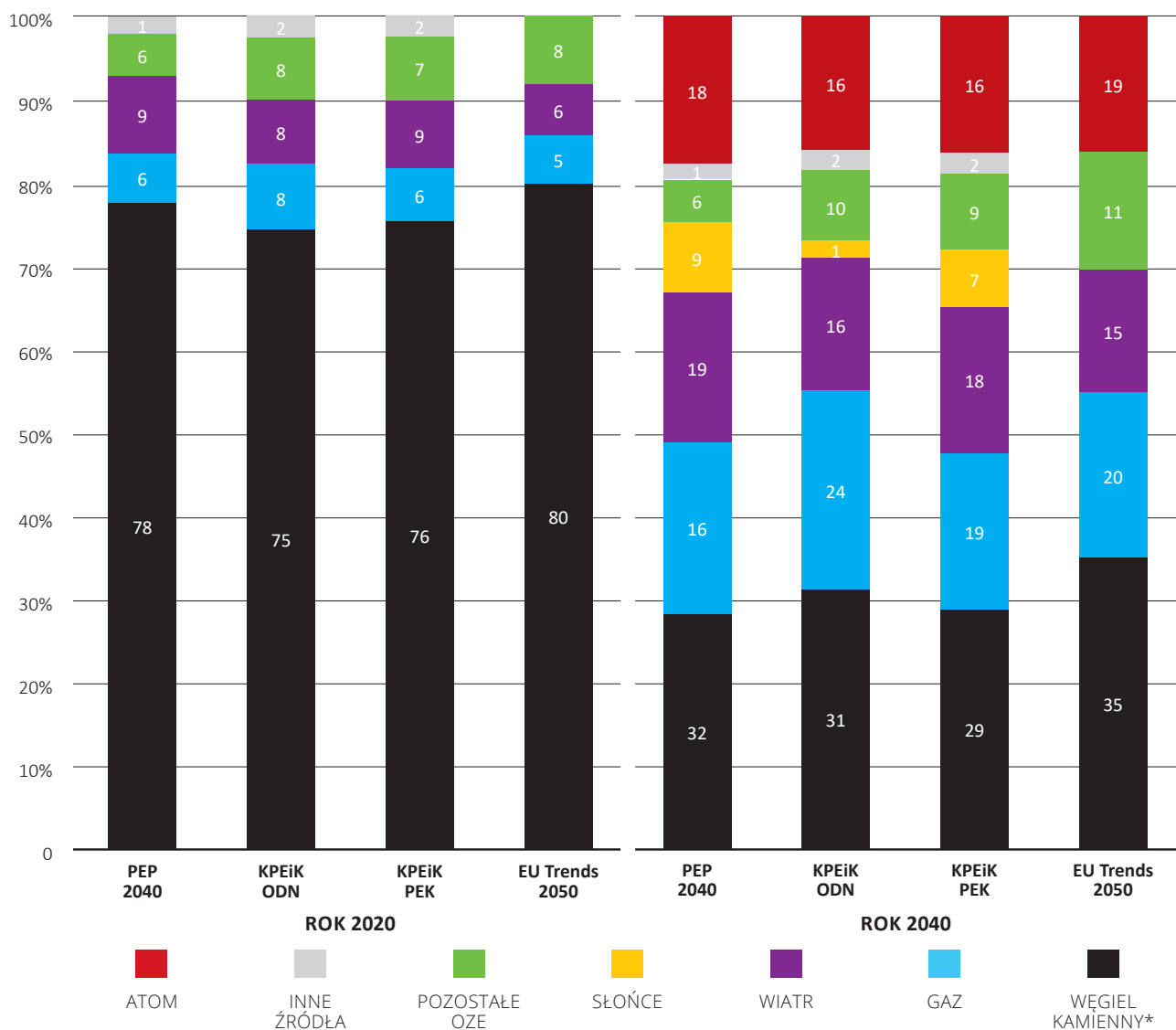
INSTITUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

Analizując udział procentowy poszczególnych typów źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2040 roku (Rys. 9 oraz Rys. 10), można zauważyć, że:

- opracowanie KE na tle pozostałych scenariuszy przyjmuje największy udział energii pochodzącej z paliw stałych (ok. 35% wobec maksymalnie 32% w dokumentach krajowych);
- udział źródeł gazowych w EU Trends 2050 (ok. 20%) jest porównywalny z dokumentami krajowymi (ok. 16% do ok. 24%);
- udział źródeł atomowych przyjęty w EU Trends 2050 (ok. 19%) jest porównywalny z pozostałymi scenariuszami (ok. 16% do ok. 18% w dokumentach krajowych).

Na uwagę w przypadku EU Trends 2050 zasługuje także relatywnie największy udział pozostałych OZE (11% według KE wobec maksymalnie 10% w dokumentach krajowych), relatywnie najmniejszy udział generacji z wiatru (15% według KE wobec ok. 16% do ok. 19% w dokumentach krajowych), jak również wspomniany wcześniej pomijalny udział energii pochodzącej ze źródeł wykorzystujących promieniowanie słoneczne.

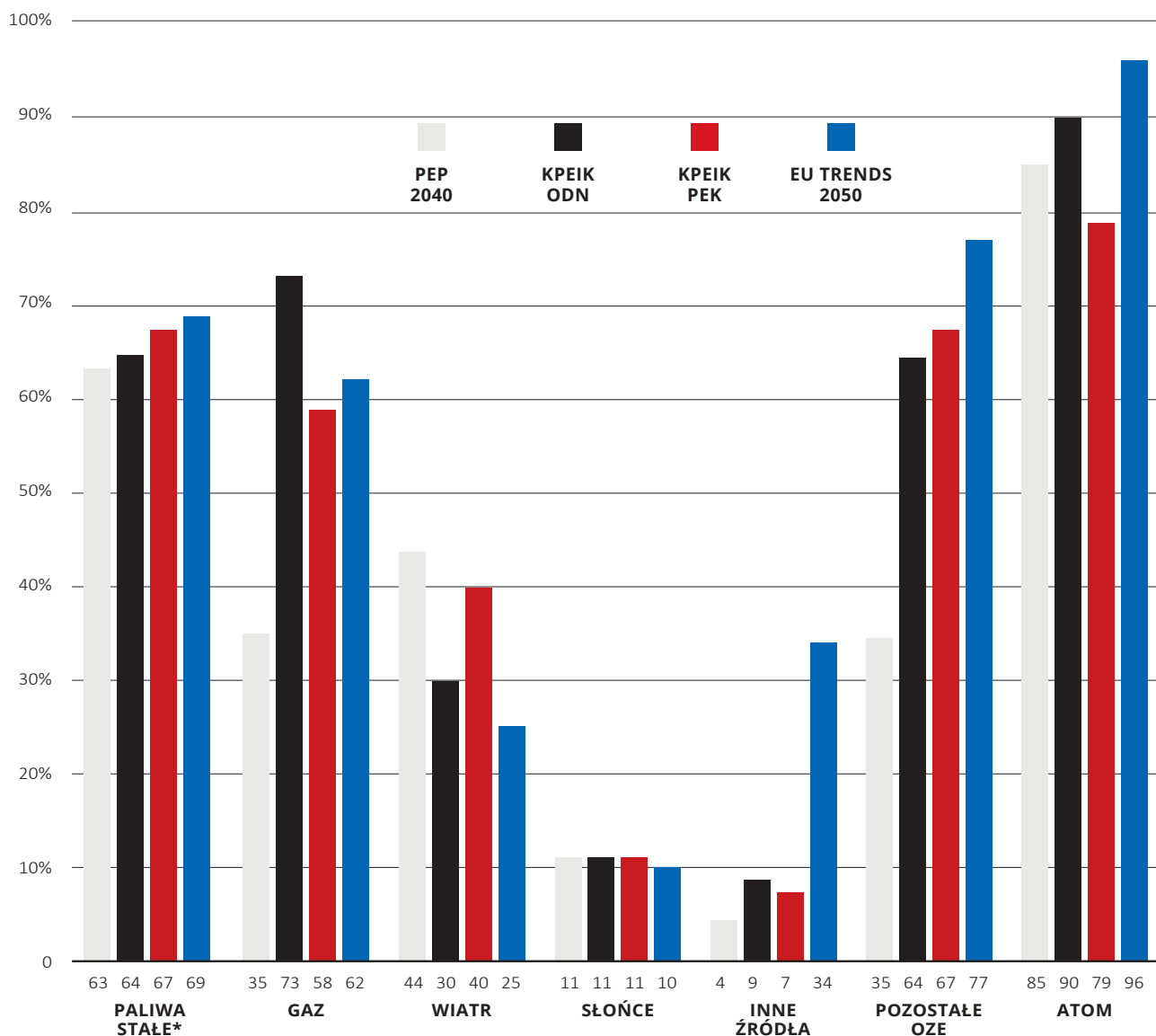
RYS. 10 STRUKTURA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
WEDŁUG KPEiK, PEP 2040 ORAZ EU TRENDS 2050 W ROKU 2020 ORAZ 2040 [TWH]



* Opracowanie KE nie dokonuje rozróżnienia pomiędzy węglem kamiennym oraz brunatnym, co ma z kolei miejsce w dokumentach krajowych

RYS. 11 WSKAŹNIKI WYKORZYSTANIA MOCY

WEDŁUG KPEIK, PEP 2040 ORAZ EU TRENDS 2050 W ROKU 2040



* Opracowanie KE nie dokonuje rozróżnienia pomiędzy węglem kamiennym oraz brunatnym, co ma z kolei miejsce w dokumentach krajowych

Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEIK, PEP 2040 oraz EU Trends 2050

Przez analogię do zagadnienia poruszonego uprzednio w przypadku analizy dokumentów krajowych warto także przywołać kwestię prognozowanych przez opracowanie KE wskaźników wykorzystania mocy (Rys. 11). Jak zaznaczono wcześniej, opracowanie Komisji Europejskiej przyjmuje relatywnie najniższy wskaźnik wykorzystania mocy wiatrowych (ok. 25% wobec co najmniej 30% w dokumentach krajowych). Na uwagę zasługuje także fakt, iż opracowanie KE prognozuje najwyższe wskaźniki wykorzystania mocy dla:

- paliw kopalnych (ok. 69% wobec maksymalnie 67% w dokumentach krajowych);
- mocy atomowych (ok. 96% wobec maksymalnie 90% w dokumentach krajowych);
- pozostałych OZE (ok. 77% wobec maksymalnie 67% w dokumentach krajowych).

PEP 2040, KPEiK ORAZ PRIMES NA TLE SCENARIUSZA MIĘDZYNARODOWEJ AGENCJI ENERGII ODNAWIALNEJ NA ZLECENIE KOMISJI EUROPEJSKIEJ

TAB. 5 WOLUMEN MOCY ZAINSTALOWANEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE WEDŁUG KPEiK, PEP 2040, EU TRENDS 2050 ORAZ REMAP 2030 W ROKU 2030 [GW]

ŹRÓDŁO ENERGII	PEP 2040	Rok 2030		EU Trends 2050	REmap 2030
		KPEiK ODN	KPEiK PEK		
Wiatr	10,6	10,0	10,8	10,3	16,4
Słońce	10,2	1,9	8,2	0,1	5,3
Pozostałe OZE	4,1	2,9	2,7	3,1	6,6
RAZEM OZE	24,9	14,7	21,7	13,6	28,3

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

Ostatnim elementem przedmiotowego porównania jest zestawienie przytoczonych wcześniej scenariuszy ze scenariuszem Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), zaprezentowanym w dokumencie „REmap 2030” z lutego 2018 roku (REmap 2030). Należy przy tym zaznaczyć, że scenariusz IRENA sięga jedynie roku 2030 i dotyczy tylko źródeł OZE. W związku z tym w celu uzyskania porównywalności w niniejszym rozdziale dane pochodzące z przedstawionych wcześniej dokumentów krajowych oraz z opracowania KE zaprezentowano dla OZE w roku 2030.

Analizując dane dla wolumenu mocy wytwórczych (Tab. 5), można zauważyć, że scenariusz REmap 2030 zakłada najwyższy poziom mocy źródeł odnawialnych w Polsce w roku 2030 (ok. 28,3 GW przy maksymalnie 24,9 GW według pozostałych analizowanych dokumentów). Kluczową technologią według REmap 2030 jest technologia wiatrowa (ok. 16,4 GW) oraz pozostałe OZE (ok. 6,6 GW). Z kolei PEP 2040 oraz KPEiK PEK zakładają niemal porównywalną proporcję źródeł wiatrowych i słonecznych, przy relatywnie mniejszym udziale pozostałych OZE. Jak wspomniano wcześniej, źródła słoneczne w zasadzie nie są brane pod uwagę w scenariuszu Komisji Europejskiej.

TAB. 6 WOLUMEN WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
WEDŁUG KPEiK, PEP 2040, EU TRENDS 2050 ORAZ REMAP 2030 W ROKU 2030 [TWH]

ŹRÓDŁO ENERGII	Rok 2030				
	PEP 2040	KPEiK ODN	KPEiK PEK	EU Trends 2050	REmap 2030
Wiatr	30,8	23,3	32,6	21,7	43,0
Słońce	9,6	1,7	7,5	0,1	5,5
Pozostałe OZE	14,1	16,4	17,5	18,7	33,0
RAZEM OZE	54,5	41,4	57,6	40,4	81,5
RAZEM produkcja z OZE i źródeł nieodnawialnych	199,8	204,9	197,4	203,2	216,2
Udział OZE w całości	27%	20%	29%	20%	38%

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI  Źródło: opracowanie własne na podstawie KPEiK oraz PEP 2040

Analizując dane dla wolumenu wytwarzania (Tab. 6), można zauważyć, że scenariusz REmap 2030 zakłada najwyższy poziom energii pochodzącej z OZE w Polsce w roku 2030 (ok. 81,5 TWh, czyli 38% łącznego wytwarzania, przy maksymalnie ok. 57,6 TWh, czyli 29% łącznego wytwarzania, według pozostałych porównywanych dokumentów). Kluczowym źródłem energii według REmap 2030 jest wiatr oraz pozostałe OZE, podczas gdy energia uzyskiwana ze słońca stanowi istotnie mniejszy element łącznej produkcji OZE. Analogiczna tendencja występuje w przypadku wszystkich pozostałych scenariuszy.

ANALIZA KPEiK POD KĄTEM PRZEPISÓW UNIJNYCH

W 2014 r. Rada Europejska utrzymała kierunek przeciwdziałania zmianom klimatu i zatwierdziła cztery cele w perspektywie 2030 r. dla całej UE, które po rewizji w 2018 r. mają następujący kształt: (1) zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w porównaniu z emisją z 1990 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: -43% w sektorach EU ETS i -30% w non-ETS), (2) co najmniej 32% udziału źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto UE, (3) wzrost efektywności energetycznej w UE o 32,5% oraz (4) ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii UE. W związku z bardziej ambitnymi celami w zakresie OZE, efektywności energetycznej i nowym pakietem legislacyjnym Unii Energetycznej Komisja proponuje cel zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o 45% w porównaniu z emisją z 1990 r. (w lutym 2018 r. przedstawiła szkic scenariusza IRENA REmap), przy czym w momencie opracowywania KPEiK ten cel jeszcze nie stał się wiążącym celem unijnym – KPEiK w związku z tym nie uwzględni bardziej ambitnych celów redukcji emisji zaproponowanych przez Komisję. Niezależnie od ostatecznego celu redukcji emisji na rok 2030 uchwalona reforma EU ETS wymaga zmniejszania emisji gazów cieplarnianych o 2,74% rocznie w odniesieniu do roku bazowego 2007, a nie 1990. O ile zobowiązania Polski z 2014 r. zgodnie ze scenariuszem PRIMES z lipca 2016 r. wymagają obniżenia emisji dwutlenku węgla na kWh energii elektrycznej do 2030 r. co najmniej do poziomu 587 gr CO₂/kWh, co uwzględnia KPEiK PEK, o tyle szkic scenariusza IRENA „REmap 2030” wymagałby obniżenia emisji do poziomu 423 gr CO₂/kWh.

Zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu każdy kraj członkowski do dnia 31 grudnia 2018 r. przygotowuje i przedłoży KE projekt zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK), zgodnie z załącznikiem I. Jednakże KPEiK PEK wykazuje istotne odstępstwa od wzoru, ponieważ pomija aspekt ekologiczny. Ponadto nie wskazuje kontekstu dotyczącego krajowego i unijnego systemu energetycznego oraz spójnej polityki energetycznej – eksport i import energii nie zostały uwzględnione w dokumencie. Dotychczasowa polityka, środki klimatyczno-energetyczne i ich efekty dotyczące pięciu wymiarów unii energetycznej zostały pominięty w dokumencie ME. Wymagany opis współpracy regionalnej w przygotowywaniu KPEiK również został pominięty. KPEiK nie bierze także pod uwagę wiążącego krajowego celu dotyczącego emisji gazów cieplarnianych oraz rocznych krajowych wiążących limitów zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2018/842. Projekt KPEiK praktycznie nie podaje poziomu kosztów, jakie te wymiary i poszczególne działania mogą oznaczać oraz nie wskazuje przy większości z nich źródeł ich finansowania, co jest niezbędnym elementem polityk i środków, które wymagają notyfikacji. Większość celów i działań w sektorze elektroenergetycznym dotyczy tylko sektora wytwarzania energii elektrycznej i jej przesyłu. Obszary dystrybucji energii elektrycznej, obrotu energią elektryczną czy sektora odbiorców z podziałem na odbiorców przemysłowych/biznesowych, SME i konsumentów zostały pominięte w dokumencie. Nale-

ży zwrócić uwagę, że w zakresie rynku energii elektrycznej nie wskazuje się na rolę konkurencji na tym rynku oraz jego całkowitej liberalizacji z pozostawieniem zasad ochrony odbiorców wrażliwych.

W zakresie pięciu wymiarów unii energetycznej KPEiK wykazuje istotne dalsze braki. Ponadto słabą stroną KPEiK jest wymiar efektywności energetycznej, który nie uwzględnia wiążącego celu redukcyjnego UE o 32,5% do 2030 r. W projekcie polityki energetycznej jest niedostatecznie uwzględniona, a w wielu obszarach wręcz pominięta, kwestia efektywności energetycznej i udział energii odnawialnej w budynkach. W przedstawionym projekcie brakuje uwzględnienia i wsparcia budownictwa w zakresie wdrażania realizacji budynków blisko zeroenergetycznych. Nie wzięta jest również pod uwagę ścieżka całkowitego odejścia od stosowania paliw kopalnych w budynkach do roku 2050, założona w znowelizowanej dyrektywie efektywności energetycznej budynków. Praktycznie pominięta jest kwestia wymogu udziału OZE w nowych i istniejących budynkach jednorodzinnych oraz wielorodzinnych. Nie uwzględniono również roli energetyki rozproszonej jako ważnego elementu dla przyszłego rozwoju zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło w Polsce.

Wymiar bezpieczeństwa energetycznego, tj. krajowe cele dotyczące większej dywersyfikacji źródeł energii i dostaw z państw trzecich (mogącej służyć zmniejszeniu zależności od importu energii), większej elastyczności krajowego systemu energetycznego oraz rozwiązywania problemu ograniczeń lub przerw w dostawach z danego źródła energii z myślą o podniesieniu odporności regionalnych i krajowych systemów energetycznych, wraz z harmonogramem osiągania tych celów, nie został opracowany w sposób precyzyjny. W wymiarze rynku wewnętrznego KPEiK nie zawiera założeń krajowych dotyczących niedyskryminacyjnego udziału energii ze źródeł odnawialnych, nie określa w precyzyjny sposób promowania sterowaniem zapotrzebowania (DSR) oraz magazynowania energii, w tym z wykorzystaniem agregowania tych źródeł wraz z terminami osiągnięcia tych założeń. Nie uwzględniono również kwestii elastyczności systemu energetycznego w odniesieniu do produkcji energii ze źródeł odnawialnych, wraz z terminami osiągnięcia tych założeń. Piąty wymiar: „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność” także jest niedostatecznie opisany w KPEiK. Nie została uwzględniona krajowa polityka, harmonogramy i środki zaplanowane w celu stopniowego wycofywania dotacji w energetyce, zwłaszcza na rzecz paliw kopalnych.

Trajektoria celu OZE jest zbyt mało ambitna. Z myślą o osiągnięciu wiążącego celu unii polegającego na uzyskaniu co najmniej 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych w 2030 r., zgodnie z art. 3 dyrektywy (UE) 2018/2001, KPEiK powinien opisać wkład w jego osiągnięcie wyrażony jako udział energii ze źródeł odnawialnych w danym państwie

członkowskim w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., wraz z orientacyjną trajektorią prowadzącą do osiągnięcia tego wkładu począwszy od 2021 r.; do 2022 r. orientacyjna trajektoria musi osiągnąć punkt odniesienia wynoszący co najmniej 18% łącznego wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych od wiążącego celu krajowego danego państwa członkowskiego na 2020 r. do jego wkładu w osiągnięciu celu na 2030 r.; do 2025 r. orientacyjna trajektoria musi osiągnąć punkt odniesienia wynoszący co najmniej 43% łącznego wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych od wiążącego celu krajowego danego państwa członkowskiego na 2020 r. do jego wkładu w osiągnięciu celu na 2030 r.; do 2027 r. orientacyjna trajektoria musi osiągnąć punkt odniesienia wynoszący co najmniej 65% łącznego wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych od wiążącego celu krajowego danego państwa członkowskiego na 2020 r. do jego wkładu w osiągnięciu celu na 2030 r.

Na mocy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE Polska została zobowiązana do osiągnięcia minimum 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 r. Jednocześnie zgodnie z Krajowym Planem Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych z 2010 roku Polska zakłada, iż udział ten wzrośnie do 15,85%. Na końcowe zużycie energii brutto ze źródeł odnawialnych w poszczególnych państwach członkowskich składa się końcowe zużycie energii elektrycznej brutto z OZE, końcowe zużycie energii brutto z OZE w transporcie oraz końcowe zużycie energii brutto z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie. Zgodnie z KPD uzgodnionym z Komisją Europejską w 2010 i 2011 roku zakłada się, iż ww. piętnastoprocentowy udział energii z OZE ma zostać wypełniony przez udział energii wygenerowany w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa w 54%, w elektroenergetyce w 25% oraz w transporcie w 21%. W praktyce w sektorze transportu, ale również w sektorze elektroenergetycznym udział jest znacznie poniżej ścieżki uzgodnionej w KPD. Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniósł 11,0% i spadł drugi rok z rzędu do poziomu 383 tys. TJ. Ponadto istnieje ryzyko drastycznej korekty udziału OZE w sektorze ciepłownictwa z powodu wdrożenia programu Czyste Powietrze. Statystyka zawiera 260 tys. TJ OZE wytwarzanej przez biopaliwa stałe. Około 180 tys. TJ to biomasa drzewna domieszana z węglem w przestarzałych kotłach, tzw. „kopciuchach”. Nieco historyczne założenia statystyczne zakładają, że biomasa drzewna jest domieszana do węgla w stosunku dwóch ton do jednej tony. W praktyce ich udział wagowy jest równy i w związku z tym korekta statystyki o jedną trzecią będzie konieczna. Właściwy udział OZE w sektorze ciepłownictwa jest więc już teraz o ok. 60–70 tys. TJ niższy niż zakładany. Podsumowując, rzeczywisty udział OZE jest o ok. 20% niższy niż ich statystyczny udział i wynosi ok. 9% końcowego zużycia brutto. Ponadto program Czyste Powietrze, który jest jednym z kluczowych programów polskiego rządu, dąży do wymiany „kopciuchów” na kotły gazowe lub ewentualnie kotły węglowe klasy piątej, w któ-

rych nie można współspalać drewna z węglem. W związku z tym ok. 180 TJ OZE docelowo „zniknie” ze statystyki. Tym samym cel OZE 2030 zaproponowany w dokumencie PEP 2040/KPEiK w wysokości 21% musi zostać osiągnięty w inny sposób. Scenariusz IRENA REmap 2030 przewiduje cel OZE na poziomie 28%.

Dodatkowo obowiązujące od 2018 r. dokumenty unijne, tj. dyrektywa OZE, dyrektywa o efektywności energetycznej, dyrektywa o charakterystyce energetycznej budynków i dyrektywa EU ETS, zobowiązują kraje członkowskie do realizacji celów w poniższym zakresie:

- wprowadzenie minimalnego udziału ciepła i chłodu z OZE i ciepła odpadowego dostarczanego odbiorcom w ilości rosnącej o 1,3 p.p. (lub 1,1 p.p. jeśli tylko OZE) rocznie do 2030 r. i wykorzystanie dostępnych (czterech) opcji wsparcia;
- zapewnienie niedyskryminującego dostępu do systemu ciepłowniczego dla producentów ciepła i chłodu z OZE i ciepła odpadowego;
- realizacja celów w zakresie poprawy efektywności energetycznej – obowiązkowy krajowy cel rzeczywistej (realnej) rocznej oszczędności energii w latach 2021–2030 nie mniej niż 0,8% rocznego końcowego zużycia energii uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r. i wykorzystanie dostępnych (trzech) opcji dla osiągnięcia wymaganych oszczędności;
- wykorzystanie instrumentów finansowych przewidzianych w dyrektywie EU ETS (Fundusz Modernizacyjny, Fundusz Innowacyjny i bezpłatne uprawnienia dla elektroenergetyki) i w polityce spójności na lata 2021–2030 do wsparcia transformacji sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego.

Wątpliwa wydaje się strategia KPEiK do walki z ubóstwem energetycznym. KPEiK zamierza stworzyć definicję ubóstwa energetycznego oraz metodyki dostosowanej do polskich uwarunkowań, pomimo że istnieje już europejska definicja. KPEiK w szczególności proponuje programy pożyczkowe przeznaczone na finansowanie działań w zakresie modernizacji związanej z poprawą efektywności energetycznej, budowy, rozbudowy i modernizacji wewnętrznej gazowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, zakończenia uwalniania taryf w segmencie obrotu gazem oraz monitorowania ochrony odbiorcy wrażliwego paliw gazowych przez przyznawanie ryczałtu na zakup opału. Wydają się, że ta strategia nie jest do końca zgodna z programem Czyste Powietrze.

DALSZE UZGODNIENIE KPEiK

Komisja ocenia KPEiK i może wydać zalecenia najpóźniej do końca czerwca 2019 r., przy czym zalecenia te mogą dotyczyć w szczególności:

- poziomu ambicji założeń, celów i wkładów służących zbiorczemu osiągnięciu celów unii energetycznej, a zwłaszcza celów unii na rok 2030 w dziedzinie energii z OZE i efektywności energetycznej, a także wskaźników pilności działania w odniesieniu do połączeń międzysystemowych;
- polityk i środków odnoszących się do celów na szczeblu państw członkowskich i unii oraz innych polityk i środków o potencjalnym znaczeniu transgranicznym;
- wszelkich dodatkowych polityk i środków, które mogą być wymagane w zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu;
- interakcji między istniejącymi i planowanymi politykami i środkami zapisanymi w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu oraz spójności tych polityk i środków, w ramach jednego wymiaru i między poszczególnymi wymiarami unii energetycznej.

W KPEiK polski rząd należycie uwzględni wszystkie zalecenia Komisji. Jeżeli dane państwo członkowskie nie bierze pod uwagę zalecenia w całości lub w znacznej mierze, przedstawia uzasadnienie tego faktu i podaje je do wiadomości publicznej. Podczas przygotowywania planu ostatecznego, po uwzględnieniu zalecenia Komisji, każde państwo członkowskie określa możliwości współpracy regionalnej i zasięga opinii sąsiadujących państw członkowskich, w tym na forach współpracy regionalnej.

Ostateczny plan z uwzględnieniem polityk i środków do 2030 r. jako element pomocy publicznej podlega notyfikacji w KE do końca 2019 roku.

RYZYKA



- **RYZYKO FINANSOWE:**

- zapewnienie finansowania dla inwestycji (np. dla ewentualnej budowy EJ);
 - ewentualne kary od strony UE za emisje (opłaty za zakup uprawnień) i za niewykonanie zobowiązań – celów unijnych dla Polski (np. cel OZE).
-



- **RYZYKO WYKONAWCZE:**

- opóźnienia w fizycznej realizacji inwestycji (deficyty na rynku budowlanym);
 - przekroczenie budżetu projektu (w przypadku ewentualnej budowy EJ) lub kłopoty z jakością wykonania;
 - niezrealizowanie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną zakładanego przez PEP 2040 może wygenerować ryzyko braku miejsca w systemie elektroenergetycznym dla technologii jądrowej przed 2040 rokiem (zakładając, że rozwój OZE będzie stanowił zachętę dla rozwoju mocy elastycznych).
-



- **RYZYKO ORGANIZACYJNE:**

- ogólna organizacja i zarządzanie;
 - kompetencje osób nadzorujących tworzenie i wykonanie PEP 2040 (ryzyko wynikające z nepotyzmu politycznego zamiast zatrudniania bezstronnych/bezpartyjnych specjalistów);
 - brak przejrzystych informacji, brak analityki i modelowania;
 - brak identyfikacji ryzyka, brak dyskusji o ryzykach, brak zarządzania ryzykiem.
-



- **RYZYKO SPOŁECZNO-GOSPODARCZE:**

- możliwy *blackout* (jak w sierpniu 2015 roku);
 - koszty gospodarcze i społeczne wynikające z ewentualnego braku dostaw energii;
 - ryzyko utraty niezależności energetycznej.
-

REKOMENDACJE

1. Unijna polityka energetyczno-klimatyczna

Tylko redukcja emisyjności polskiej gospodarki i racjonalna przebudowa polskiego mixu energetycznego mogą doprowadzić do trwałej poprawy konkurencyjności krajowej gospodarki. Scenariusz zeroemisyjnej gospodarki do 2050 r. i zeroemisyjnego sektora energetycznego najprawdopodobniej w latach 40. jest jak najbardziej realny. Wychodzenie z gospodarki opartej przede wszystkim na paliwach węglowych nie powinno jednak oznaczyć równoległego wchodzenia w inne mniej emisyjne paliwo kopalne, jakim jest gaz ziemny. Polska gospodarka powinna być oparta o zeroemisyjny sektor OZE ze względów bezpieczeństwa energetycznego, ekonomicznego i innowacyjnego.

2. Środki unijne

Szczególny wysiłek negocjacyjny należy skierować na pozyskanie środków unijnych w perspektywie 2021–2027. Już teraz wiadomo, że fundusze w zakresie infrastruktury i środowiska można wydawać tylko zgodnie z KPEiK zaakceptowanym przez Komisję Europejską. Polski KPEiK musi się wpisać w cele UE w ramach porozumienia z Paryża w perspektywie 2020–2025. Projekt, który jest sprzeczny z tymi celami, nie uzyska notyfikacji i w związku z tym środki UE nie będą dla niego dostępne.

3. Wspieranie rozwoju technologii

Celem polityki energetyczno-klimatycznej powinno być przeskoczenie do docelowej fazy transformacji energetycznej. Należy wykorzystać fakt, że inne kraje poniosły duże koszty związane z rozwojem technologii, a my już nie musimy ich ponosić (dotyczy to przede wszystkim OZE). Badania naukowe powinny koncentrować się na technologiach magazynowania energii elektrycznej i ciepłej, nieemisyjnej produkcji ciepła/chłodu oraz konwersji energii elektrycznej w ciepło, chłód i paliwo transportowe (np. wodór).

4. Należy liczyć pieniądze w energetyce

Trzeba odwrócić logikę myślenia o elektroenergetyce i ciepłe. Oznacza to wykorzystanie źródeł wytwarzania, które mają najmniejszy koszt operacyjny, ale również relatywnie niski koszt inwestycji. Trzeba się zgodzić z decentralizacją sektora energetycznego i, wcale nie na przekór, uruchomić inwestycje wielomiliardowe, które mają utrzymać starej energetyki centralnie sterowanej. Czas takich inwestycji, niestety często ulubiony przez polityków, minął.

5. Geopolityka

Przy przeprowadzaniu zmiany mixu w kierunku nisko- i zeroemisyjnym należy ograniczyć wpływ gotówki z polskiej gospodarki bezpośrednio i pośrednio trafiającej do państw spoza unii, które prowadzą wobec Polski i jej sąsiadów politykę nieprzyjazną.



PEP 2040 – KPEIK
STRATEGIA W STRATEGII

©Copyright by Instytut Jagielloński 2019
Warszawa, marzec 2019



Instytut Jagielloński
ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa

jagiellonski.pl
instytut@jagiellonski.pl

ISBN 978-83-60559-10-9