



PEP2040 pod lupą Forum Energii

Uwagi i rekomendacje do projektu Polityki energetycznej
Polski do 2040 roku

| | |
|--|----------|
| NAJWAŻNIEJSZE UWAGI | 3 |
| PORÓWNANIE SCENARIUSZA ALTERNATYWNEGO ZE SCENARIUSZEM PEP2040 | 4 |
| SZCZEGÓŁOWE UWAGI DO PEP2040 | 8 |

WARSZAWA, STYCZEŃ 2019

AUTORZY:

dr Aleksandra Gawlikowska-Fyk, dr Joanna Maćkowiak-Pandera

WSPÓŁPRACA:

Andrzej Rubczyński, Rafał Macuk

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacje Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

Najważniejsze uwagi

- Istnieje wiele ryzyk związanych z zaproponowanym w **PEP2040** scenariuszem, które mogą zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu państwa:
 - Ryzyko niedoborów mocy w systemie energetycznym po wyłączeniu elektrowni na węgiel brunatny i przy wysoce prawdopodobnym opóźnieniu realizacji elektrowni jądrowych.
 - Ryzyko dużego wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej ze względu na brak optymalizacji kosztów. Pogorszenie konkurencyjności polskiej gospodarki w Europie.
 - Ryzyko nadmiernie rosnącego importu energii elektrycznej do Polski ze względu na znaczne różnice cenowe.
- W dokumencie brakuje odniesienia do wspólnie uzgodnionych celów energetyczno-klimatycznych. **PEP2040** powinien określać odpowiednio wyższą kontrybucję Polski w redukcji CO₂, wynikającą z rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej. Analizy Forum Energii wskazują, że jest to możliwe nawet bez atomu.
- **PEP2040** nie uwzględnia nadchodzących zmian na europejskim rynku energii wprowadzanych m.in. przez tzw. pakiet zimowy („Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”) oraz kodeksy sieci.
 - W obszarze rynku energii konieczne jest nadanie priorytetu poprawie elastyczności systemu energetycznego, co poprawi bezpieczeństwo dostaw i ograniczy w dłuższej perspektywie koszty systemu energetycznego.
 - Brakuje odniesienia do strategii budowy wewnętrznego rynku energii. Zobowiązanie do jego współtworzenia wynika z Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Odblokowanie potencjału istniejących połączeń i ich rozbudowa może znacząco obniżyć koszty funkcjonowania polskiego systemu energetycznego.
- Perspektywa roku 2040 jest zbyt krótka dla polityki energetycznej państwa. Horyzont planowania w Unii Europejskiej to rok 2050.
- **PEP2040** nie odnosi się do kwestii efektywności kosztowej. Bez podania przyczyn proponuje się wycofanie z energetyki wiatrowej na lądzie, mimo, że to najtańsze źródło energii odnawialnej. Jednocześnie nadal utrzymuje się plan budowy elektrowni jądrowej, mimo, że to bardzo droga opcja dostarczania energii.
- Prognozy wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną nie zostały uzasadnione w **PEP2040** i nie znajdują potwierdzenia w planach elektryfikacji ciepłownictwa i transportu.
- **PEP2040** w niewystarczającym stopniu odnosi się do ciepłownictwa, zwłaszcza biorąc pod uwagę skalę wyzwań związaną z poprawą jakości powietrza.
- Generalnie **PEP2040** nie dostrzega trendów związanych z nowymi technologiami np. magazynowaniem energii, nową rolą konsumentów, rosnącym znaczeniem energetyki rozproszonej.

Biorąc pod uwagę ryzyka związane z realizacją zaproponowanego w **PEP2040** scenariusza, zdecydowaliśmy się zaprezentować scenariusz alternatywny.

Porównanie scenariusza alternatywnego ze scenariuszem PEP2040

Scenariusz alternatywny opiera się na następujących założeniach:

- Produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego zmniejsza się jeszcze przed rokiem 2030 r. – złoża wyczerpują się szybciej niż zakłada **PEP2040**.
- Udział węgla kamiennego spada szybciej niż w **PEP2040**.
- Elektrownie jądrowe nie powstają.
- Morska energetyka wiatrowa realizowana jest na poziomie **PEP2040**.
- W scenariuszu alternatywnym zakładamy wymianę transgraniczną, ponieważ Polska posiada połączenia z sąsiednimi państwami i już teraz importujemy oraz eksportujemy energię elektryczną.
- Mimo zbyt wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną w **PEP2040**, w scenariuszu alternatywnym przyjęliśmy ten sam poziom, żeby umożliwić porównanie wyników.
- Dokonałmy ekstrapolacji mocy wytwórczych do 2050 r. dla scenariusza **PEP2040**.

W wyniku optymalizacji kosztowej model rynku energii elektrycznej dobierał:

- Jednostki gazowe
- PV
- Wiatr na lądzie

Tabela 1. Porównanie scenariusza **PEP2040** ze **scenariuszem alternatywnym**:

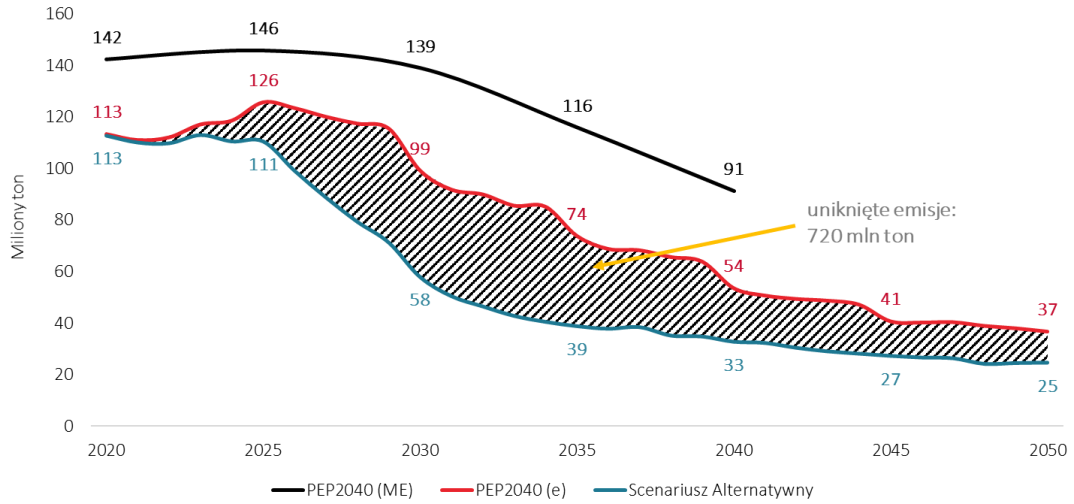
| Główne parametry modelu | PEP2040 | Scenariusz alternatywny |
|------------------------------|--|--|
| Ceny paliw i CO ₂ | Do 2021 kontrakty <i>futures</i> zawarte w czwartym kwartale 2018 roku; scenariusz „New Policies” IEA, WEO 2018. | |
| Energetyka jądrowa | Uruchomienie pierwszego bloku w 2033 r.; łącznie po 2040 r. 7,5 GW | Bez energetyki jądrowej |
| Węgiel brunatny | Zastępowanie węgla brunatnego energią jądrową. Pozostaje: <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 7,5 GW • 2040: 1,5 GW | Wygaszanie węgla brunatnego zgodnie z przewidywanym wyczerpaniem eksploatowanych złóż. Pozostaje: <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 2 GW • 2040: 0,5 GW |

| | | |
|--|---|---|
| Węgiel kamienny | Jednostki obecnie budowane, utrzymanie CHP na poziomie 6 GW, wycofanie starych bloków <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 18,5 GW (3,7 GW obecnie w budowie) • 2040: 12 GW | Jednostki zmodernizowane oraz objęte rynkiem mocy <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 13 GW • 2040: 7 GW • 2050: 4 GW (tylko jednostki wybudowane po 2018 r.) |
| Gaz | <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 6 GW • 2040: 10 GW | Zgodnie z optymalizacją kosztową, głównie CHP: <ul style="list-style-type: none"> • 2030: 16 GW • 2040: 20 GW |
| OZE | W 2040 r.: <ul style="list-style-type: none"> • PV 20 GW • Offshore 10 GW • Brak nowych inwestycji w onshore; wygaszenie do 2045 r. | W 2040 r.: <ul style="list-style-type: none"> • PV 20 GW + optymalizacja kosztowa • Offshore 10 GW • Onshore 24 GW (optymalizacja kosztowa) |
| Zapotrzebowanie na energię elektryczną | Średni przyrost o 1,7% tj. do 230 TWh w 2040 r., zgodnie z założeniami PEP2040 m.in ze względu na przyjęty przez Ministerstwo Energii wzrost PKB, elektromobilności itp. | |

Źródło: Ministerstwo Energii, *Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego – załącznik nr 1 do Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040)*, Warszawa 2018; Forum Energii.

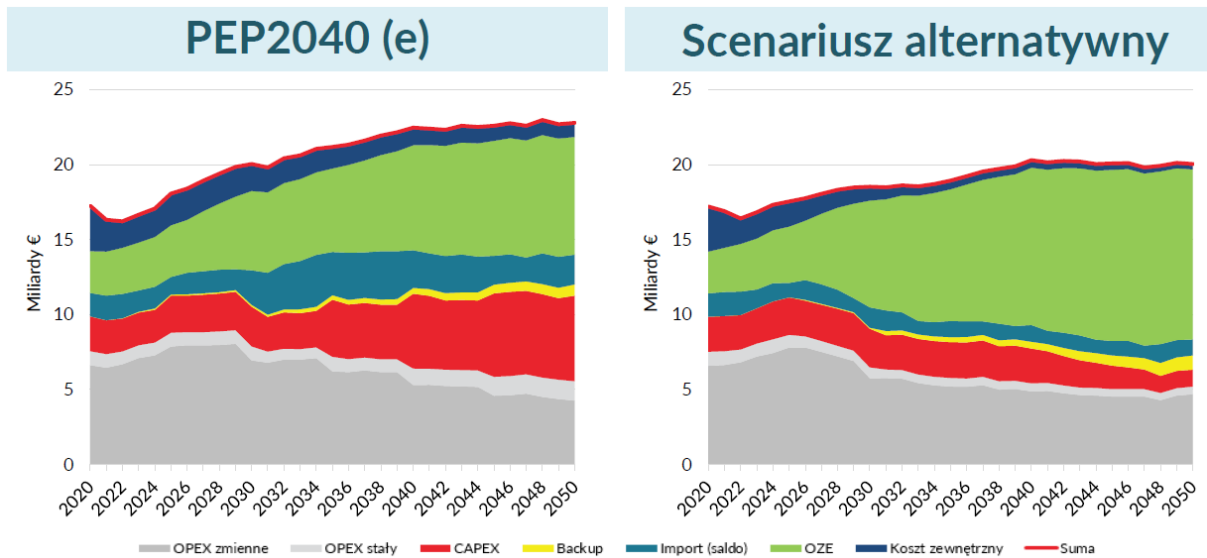
W analizach założyliśmy wymianę transgraniczną wynikającą z uwarunkowań cenowych. W celach porównawczych nie tylko scenariusz alternatywny, ale także **PEP2040** uwzględnia możliwość importu, w sytuacji gdy będzie on opłacalny. Z tego powodu wyniki modelowania, a w konsekwencji emisje CO₂, ceny hurtowe energii elektrycznej, a także zużycie paliw w scenariuszu zgodnym z założeniami Ministerstwa Energii, odbiegają od wyników zaprezentowanych w **PEP2040** – są korzystniejsze. Tak przeliczony scenariusz z założeniami z polityki energetycznej jest poniżej określany jako **PEP2040 (e)**. Kluczowe różnice między scenariuszami prezentują poniższe rysunki.

Rys. 1. Porównanie poziomu redukcji emisji z elektroenergetyki – scenariusze: PEP2040 (według Ministerstwa Energii), PEP2040 (e) oraz scenariusz alternatywny



Źródło: opracowanie Forum Energii, Enervis.

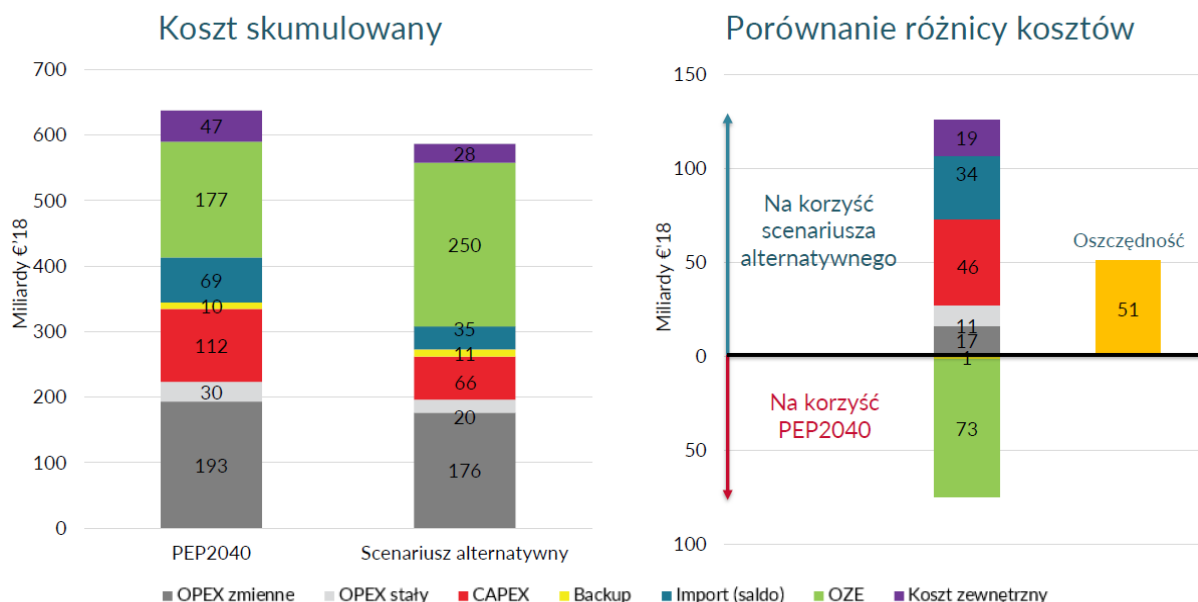
Rys. 2. Łączne koszty wytwarzania energii elektrycznej według scenariusza PEP2040 (e) oraz scenariusza alternatywnego



- kategorie OPEX i CAPEX reprezentują koszty technologii konwencjonalnych
- OZE – CAPEX + OPEX łącznie

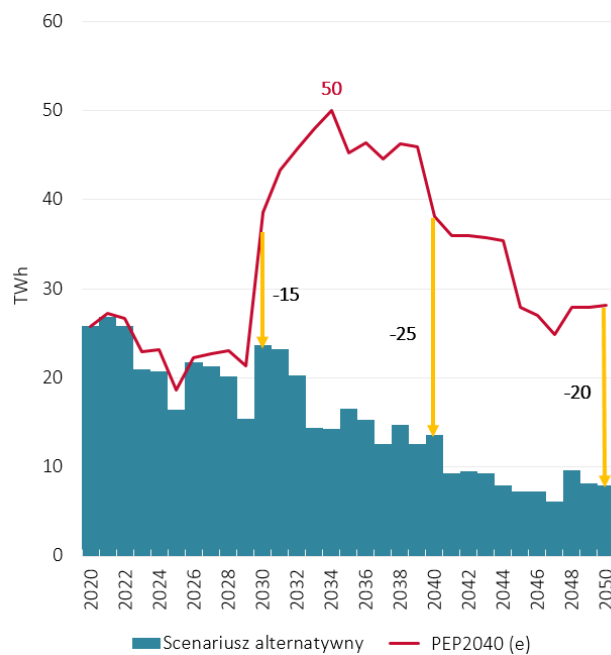
Źródło: opracowanie Forum Energii, Enervis.

Rys. 3 Skumulowane koszty wytwarzania energii elektrycznej (w latach 2018-2050) według scenariusza PEP2040 (e) oraz *scenariusza alternatywnego*



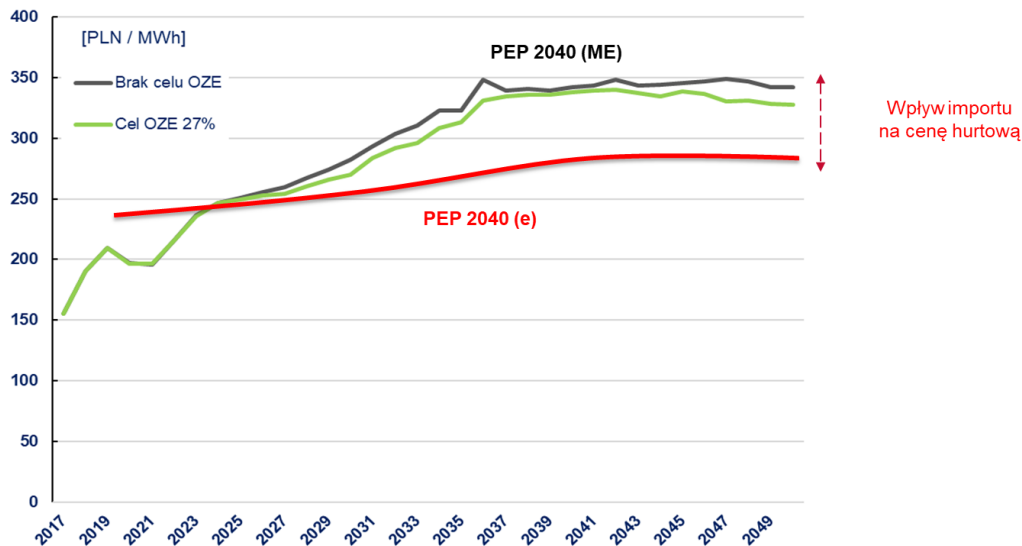
Źródło: opracowanie Forum Energii, Enervis.

Rys. 4. Import energii elektrycznej według scenariusza PEP2040 (e) oraz *scenariusza alternatywnego*



Źródło: opracowanie Forum Energii, Enervis.

Rys. 5. Porównanie poziomu hurtowych cen energii elektrycznej – scenariusze: **PEP2040** (według Ministerstwa Energii), **PEP2040 (e)** oraz **scenariusz alternatywny**



Źródło: prognozy Ministerstwa Energii; opracowanie Forum Energii, Enervis.

Szczegółowe uwagi do PEP2040

1. Brakuje odniesienia do wspólnych unijnych celów energetyczno-klimatycznych oraz zbyt krótka perspektywa czasowa

- W **PEP2040** brakuje odniesienia do unijnych zobowiązań Polski w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej – zarówno do roku 2030 jak i do 2050. Cele do roku 2030 były negocjowane przez Polskę w ramach pakietu zimowego.
- Do końca 2018 r. Polska była zobowiązana przedstawić projekt krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, a jego ostateczną wersję oraz strategię niskoemisyjną do 2050 r. powinna przekazać do Komisji Europejskiej najpóźniej do stycznia 2020 r. Bez uwzględnienia unijnych założeń projekt **PEP2040** wkrótce stanie się nieaktualny, a polski rząd nie będzie przygotowany do negocjacji nowych unijnych celów na rok 2050 r.
- Spójność z prawem unijnym jest ważna nie tylko ze względu na prawidłową transpozycję prawa. Istotne jest również przygotowanie kraju do absorpcji środków unijnych w nowej perspektywie finansowej. Po 2020 r. nastąpi jeszcze ściślejsze niż dotychczas powiązanie wydatkowanych środków z realizacją unijnej polityki klimatycznej i energetycznej. Ze względu na brak strategicznych inwestycji i planu ich wydatkowania, środki właśnie na te cele mogą stać się dla Polski niedostępne lub ograniczone.

REKOMENDACJE

- **PEP2040** powinien określać odpowiednio wyższą kontrybucję Polski w realizację wspólnych, unijnych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych.
- Przy ustalaniu kontrybucji należy wziąć pod uwagę również rozwój OZE i poprawę efektywności energetycznej – na poziomie wynikającym z przyjętego pakietu zimowego.
- Konieczne jest przyjęcie celów w horyzoncie 2050 r.

2. Potencjał redukcyjny emisji CO₂ jest większy

- Potencjał ograniczenia emisji CO₂ w 2030 r. jest większy niż przedstawione w **PEP2040** 30%.
- W scenariuszu bez atomu Polska (tylko elektroenergetyce, z uwzględnieniem elektrociepłowni) może ograniczyć emisje o ponad 29% w stosunku do poziomu wynikającego z PEP (**PEP2040 (e)**), co potwierdza wynik analizy *scenariusza alternatywnego*.
- **PEP2040** w niewystarczającym stopniu odnosi się do efektywności energetycznej i OZE.
- **PEP2040** powinien uwzględniać połączenia transgraniczne – wówczas potencjał redukcji emisji w energii elektrycznej byłby większy.
- PEP2040 nie dostrzega kompleksowo całego obszaru zaopatrzenia ciepło, koncentrując się na systemach ciepłowniczych. Natomiast ciepłownictwo łącznie odpowiada aż za 60 mln ton emisji CO₂ (ETS i non-ETS). W konsekwencji w PEP2040 nie dostrzeżono potencjału redukcji emisji ciepłownictwa.

REKOMENDACJE

- **PEP2040** powinien określać bardziej ambitne cele ograniczenia emisji.
- Należy uwzględnić połączenia transgraniczne w planowaniu pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.
- Należy uwzględnić potencjał efektywności energetycznej i OZE w ograniczaniu emisji.

3. Brakuje odniesienia do planowanych zmian na rynku energii wynikających z pakietu zimowego

- **PEP2040** nie odnosi się do funkcjonowania rynku energii, którego organizacja jest kluczowa dla zapewnienia efektywnej kosztowo przebudowy polskiej energetyki. Nie porusza kwestii rozważanego w Polsce rynku lokalizacyjnego.
- **PEP2040** nie uwzględnia też większości zmian na europejskim rynku energii, w tym wprowadzanych przez pakiet zimowy:
 - Konieczność dostosowanie krajowego rynku mocy do wymagań określonych w rozporządzeniu w sprawie wewnętrznego rynku energii. 19 grudnia osiągnięto kompromis, który przesądza, że po 1 lipca 2025 r. pomoc publiczna dla jednostek emitujących powyżej 550 gram CO₂ na 1 kWh nie będzie dozwolona. Tak więc z końcem 2024 r. skończą się w Polsce płatności na rzecz wytwórców

produkujących energię elektryczną z węgla, którzy w latach 2021-2024 będą korzystać z umów jednorocznych, a z końcem 2025 r. ustaną płatności także dla tych, którzy (w pierwszej aukcji) uzyskali 5-letnie wsparcie na modernizację. Oznacza to skokowy spadek przychodów części wytwórców i możliwe odstawienia ekonomiczne jednostek wytwórczych.

- Problemy starych jednostek mogą spotęgować przyszłe wymagania w sprawie najlepszych dostępnych technik (konkluzje BAT). Obecnie planowane modernizacje (dostosowania do konkluzji BAT, które wejdą w sierpniu 2021 r.) nie pozwolą na ich spełnienie. PEP jednak nie zakłada w analizach, że takie koszty będą musiały zostać poniesione.

REKOMENDACJE

- Należy przedstawić zasady funkcjonowania rynku energii w przyszłości. Ukierunkować reformę na zwiększenie elastyczności systemu energetycznego i jej rynkową wycenę. Wraz z rozwojem digitalizacji, tanich technologii OZE i magazynowania należy przygotować krajowy system elektroenergetyczny do zwiększonej dynamiki wahań podaży w KSE. Już teraz elastyczność systemu jest uznana za kluczową, a jej zwiększenie wspierają przepisy unijne – kodeksy sieciowe oraz pakiet zimowy (np. aktywowanie nowych usług w sieci dystrybucyjnej). Kluczowe są następujące działania, które powinny być zapisane w PEP:
 - Wzrost elastyczności elektrowni konwencjonalnych.
 - Wspieranie elastyczności popytu. Polska ma za sobą pierwsze, obiecujące doświadczenia z DSR – reakcją strony popytowej. Trzeba konsekwentnie rozwijać ten mechanizm i zapisać jego rolę w polityce energetycznej państwa.
 - Planowanie wspólnego rozwoju sektorów (tzw. łączenie sektorów) – elektryfikacja ciepłownictwa i transportu ułatwi zagospodarowanie nadwyżek energii i wsparcie w bilansowaniu systemu.
 - Rozwój rynków krótkoterminowych. Zmienne OZE mogą wspierać stabilność systemu, np. poprzez świadczenie usług systemowych.
 - Opracowanie strategii poprawy płynności polskiej giełdy oraz przygotowanie polskiego rynku na wzrost konkurencji w wymiarze unijnym.
 - Przeanalizowanie wpływu wprowadzenia rynku lokalizacyjnego.
 - Zdefiniowanie przyszłej roli konsumenta w nowym modelu rynku energii. Należy przebudować rynek w taki sposób, żeby zapewnić przeniesienie sygnału cenowego z rynku hurtowego na rynek detaliczny.

4. Przy planowaniu źródeł brakuje podejścia efektywności kosztowej

- W doborze przyszłego miksu energetycznego, poza celami strategicznymi dla państwa, należy kierować się nie tylko kryterium nakładów kapitałowych (CAPEX), ale kryterium minimalizacji łącznych kosztów działania KSE. Tylko optymalny kosztowo miks pozwoli na wyhamowanie wzrostu cen energii elektrycznej. Natomiast w PEP2040 podano jedynie skumulowane nakłady inwestycyjne (400 mld zł do roku 2040 r.) i brakuje

informacji nt. przyjętych kosztów LCOE (wytwarzania energii elektrycznej) różnych źródeł.

- Z niewiadomych powodów z systemu elektroenergetycznego eliminuje się najtańsze źródło OZE – elektrownie wiatrowe na lądzie.
- **PEP2040** nie pozwala oszacować ani jakie będą łączne koszty transformacji polskiej elektroenergetyki, ani też jak to się przełoży na ceny energii elektrycznej dla odbiorców.
- Scenariusz porównawczy w **PEP2040**, tj. zakładający brak celu OZE, oparto na nierealnych założeniach, m.in. nie uwzględniono nakładów na budowę sześciu nowych jednostek wytwórczych (w tym bardzo drogiej elektrowni Ostrołęka), nakładów na budowę źródeł OZE w latach 2018-2020, czy kosztów przyszłych dostosowań do kolejnych wymogów środowiskowych BAT. Po pierwsze, powoduje to celowe zaburzenie analizy i sztuczne obniżenie kosztów scenariusza bez obligatoryjnego celu OZE. Po drugie, nie jest jasne, czy scenariusz podstawowy w PEP został opracowany także w tak uproszczony sposób. Dlatego szacunki kosztów transformacji energetycznej budzą duże wątpliwości.

REKOMENDACJE

- W doborze przyszłego miksu energetycznego należy kierować się kryterium minimalizacji łącznych kosztów działania KSE. Tylko takie podejście pozwoli na zminimalizowanie obciążeń dla odbiorców. Koszty transformacji systemu należy uwzględnić w horyzoncie do 2050 r. Powinno wziąć się pod uwagę wszystkie koszty, tj. wynikające także z polityki środowiskowej i klimatycznej UE, a nie dobierać je w sposób uznaniowy.
- Trzeba uwzględnić w miksie rozwój, a nie wyłączenie elektrowni wiatrowych na lądzie (por. niżej).
- Proponowany *scenariusz alternatywny* pozwala na minimalizację łącznych kosztów transformacji polskiej elektroenergetyki, przy bardziej efektywnym spełnieniu celów unijnych.

5. Założenia OZE w PEP2040 nie uwzględniają ich rzeczywistego potencjału

- W **PEP2040** uwzględniono morską energetykę wiatrową. To dobry punkt wyjścia, chociaż w dłuższej perspektywie potencjał tej technologii jest, naszym zdaniem, większy.
- Istotne, że **PEP2040** dostrzega znaczenie energetyki solarnej. Fotowoltaika poprawi bezpieczeństwo polskiego systemu energetycznego latem, kiedy rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną, a elektrownie konwencjonalne mają problem z chłodzeniem. Jednak w zaproponowanym scenariuszu energetyka rozwija się zbyt wolno, a przede wszystkim zbyt późno. Analizy Forum Energii wskazują, że moc zainstalowana może sięgnąć 10 GW już w 2026 r. (wobec 2030 r. w PEP). Niezrozumiała jest rezygnacja z energetyki wiatrowej na lądzie w perspektywie kolejnych lat. Nie podano żadnych argumentów uzasadniających tę decyzję. Uwzględnienie w bilansie elektroenergetycznym energetyki wiatrowej jest uzasadnione ekonomicznie. W 2030 r. Polska mogłaby mieć ok 16 GW mocy wiatrowych na lądzie i stopniowo je zwiększać aż do 24 GW. Z lektury **PEP2040**

wynika, że Polska zamierza zrealizować cel 21% OZE w 2030 r. Taki poziom byłby wystarczający, gdyby w UE przyjęty został cel 27% (tak to zostało oszacowane przez Komisję Europejską w 2016 r.¹). Ostatecznie jednak dyrektywa OZE z ubiegłego roku zakłada 32% udział źródeł odnawialnych w 2030 r. To kolejny argument za brakiem spójności projektu polityki energetycznej z wdrażanymi unijnymi regulacjami.

REKOMENDACJE

- Rozwój fotowoltaiki powinien nastąpić szybciej. Nie ma uzasadnienia dla wprowadzania PV dopiero po 2023 r. Już teraz z uwagi na letnie szczyty zapotrzebowania operator systemu przesyłowego powinien dysponować 3-4 GW mocy fotowoltaicznych.
- Trzeba zaproponować nowe zasady funkcjonowania rynku energii w przyszłości, tak by nagradzać elastyczność, a w konsekwencji umożliwić większą integrację źródeł zmiennych (por. wyżej).
- Należy uwzględnić w planach rozwoju sieci (które, również ze względu na wiek, wymagają modernizacji) integrację źródeł rozproszonych, poprawę warunków współpracy międzynarodowej na rynkach energii elektrycznej, a także poszukiwanie synergii wynikającej z elektryfikacji ciepłownictwa oraz transportu, które mogą również wspomagać integrację OZE.

6. Ryzyko wystąpienia dużej luki mocy wytwórczych w systemie energetycznym po 2030 r.

- Pod koniec najbliższej dekady w Polsce będą zamykane elektrownie na węgiel brunatny. Małe prawdopodobieństwo wprowadzenia energetyki jądrowej w tym czasie oznacza, że Polska stanie przed poważnym problemem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
- Plan rozwoju energetyki jądrowej istnieje od 10 lat (uchwała nr 4/2009 Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2009 r. w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej). Nadal brakuje podstawowych elementów programu polskiej energetyki jądrowej: modelu finansowania (zgodnego z zasadami pomocy publicznej UE), aktualnego planu działania oraz lokalizacji.
- Niezależnie od zalet tej technologii, trzeba zwrócić uwagę na konkretne ryzyka. Tak duże i kapitałochłonne inwestycje w efekcie końcowym są droższe, niż zakłada budżet i są oddawane z opóźnieniem. Już obecnie nakłady kapitałowe ujęte w PEP (20 mln zł/MW, tj. 4,67 mln euro/MW²) są zaniżone.
- Jako nierealne należy ocenić zarówno termin oddania pierwszego bloku, jak i tempo oddawania kolejnych.
- Trzeba zwrócić uwagę na fakt, że w przypadku włączenia do miksu energetyki jądrowej, uzależnimy się od importu paliwa jądrowego oraz od dostawcy technologii.

¹ Por. European Commission, „Impact Assessment. Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), SWD(2016) 418 final, Brussels, 30.11.2016.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_impact_assessment_part1_v4_418.pdf

² Przykładowo dla węgierskiego Paks mają wynieść 5,5 mln euro/MW.

- Brak postępu w realizacji elektrowni jądrowej może mieć poważne negatywne konsekwencje dla polskiej energetyki:
 - Zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego – jeżeli nawet pierwsza elektrownia jądrowa powstanie w 2033 r., nie zastąpi wyłączanego węgla brunatnego.
 - Pozorowana budowa elektrowni atomowej może blokować rozwój morskich farm wiatrowych ze względu na ograniczenia sieci.
 - Energetyka jądrowa wymaga zaawansowanego modelu finansowania z udziałem wielu instytucji kredytowych. Wysoki koszt kapitału (długi okres zwrotu z inwestycji, ryzyko zmian regulacyjnych wpływających na koszty projektu itp.) może wpłynąć na koszty oraz dostępność finansowania dla innych inwestycji.
 - Jeżeli elektrownie jądrowe nie powstaną, lub ich realizacja znacznie się opóźni, Polska nie osiągnie celów ograniczenia emisji CO₂ do 2030 r. W związku z tym, że atom jest traktowany jako alternatywa OZE, cele dla źródeł odnawialnych już obecnie są zaniżane (27% w 2030 r. oraz 33% w 2040 r.).
- Z lektury **PEP2040** wynika, że węgiel brunatny może być zastąpiony atomem po 2030 r.³ Przedstawiono naszym zdaniem zbyt optymistyczne plany dotyczące wydobycia węgla brunatnego. Z **PEP2040** wynika, że do 2030 r. nie zmieni się moc zainstalowana, ani też produkcja z tych źródeł. Dopiero około 2035 r. węgiel brunatny będzie stopniowo wycofywany. W rzeczywistości dostępne zasoby tego surowca będą kończyć się jeszcze przed 2030 r. ze względu na wysokie wydobycie i koszty CO₂. Brak ekonomicznego uzasadnienia dla rozbudowy odkrywki w Złoczewie (transport węgla na zbyt dużą odległość) przesądzi o tym, że poszczególne jednostki elektrowni w Bełchatowie będą zamykane wcześniej – nawet już pod koniec lat 20.
- **PEP2040** wydaje się dostrzegać, że zamknięcie jednostek w Bełchatowie wymaga strategii ich zastąpienia, ponieważ wśród potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowej pojawia się Bełchatów. Do tej pory Bełchatów nie był wymieniany wśród trzech preferowanych lokalizacji (Choczewo, Lubiatowo-Kopalino, Żarnowiec), gdzie prowadzono badania lokalizacyjne i środowiskowe. Również Program Polskiej Energetyki Jądrowej nie został w tym zakresie zaktualizowany. Jest to duża zmiana wymagająca zaawansowanych prac przygotowawczych.
- Jeżeli nie uda się spiąć czasowo wymiany źródeł w polskim systemie energetycznym, pojawi się ponad 9 GW luka w wytwarzaniu. Będzie to stanowić zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii. **PEP2040** nie dostrzega tego problemu i nie sugeruje żadnych rozwiązań alternatywnych.

³ Jak można przeczytać w PEP „Model optymalizacyjny uwzględnił możliwość budowy pierwszego bloku jądrowego o mocy 1,4 GW w 2033 r. (ze względu na lukę mocy uniemożliwiającą pokrycie wzrostu zapotrzebowania na moc).”

REKOMENDACJE

- Należy zracjonalizować oczekiwania dotyczące kosztów i horyzontu czasowego pojawienia się w Polsce elektrowni atomowej, który wynosi ok 15 lat od momentu podjęcia decyzji o budowie.
- Należy przygotować scenariusz awaryjny dla sytuacji, w której elektrownia atomowa nie będzie w stanie zastąpić elektrowni na węgiel brunatny.
- Należy urealnić założenia dotyczące wyłączania elektrowni na węgiel brunatny, tj. wcześniej niż po 2030 r.

7. Brakuje uzasadnienia dla wysokiego zapotrzebowanie na energię elektryczną

- W **PEP2040** brakuje odniesienia do potencjału efektywności energetycznej, a jest to najtańsza i najbardziej skuteczna metoda ograniczenia kosztów i emisji CO₂.
- W przypadku elektroenergetyki, poprawę efektywności uwzględniono jedynie deklaratorywnie i w odniesieniu do strony podażowej.
- Przewidywane jest duże zapotrzebowanie na energię elektryczną i na moc (odpowiednio 1,5% oraz 1,3%), które dodatkowo zwiększa rozwój samochodów elektrycznych oraz pomp ciepła (prognozy wynoszą wówczas 1,7-proc. wzrost zapotrzebowania na energię i 1,6-proc. na moc).
- Prognozy PSE⁴ zakładają że w latach 2018-2027 wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wyniesie od 1,2% do 1,6% rocznie. W **PEP2040** Zdaniem Ministerstwa Energii w dekadzie lat 20. będzie to 1,9%. W analizie Forum Energii pt. *Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze* założyliśmy ten wskaźnik na poziomie 1,4% rocznie. W 2050 r. produkcja energii elektrycznej kształtowałaby się na poziomie 220 TWh, natomiast według PEP już w 2040 r. wyniesie ona 230,1 TWh.
- Przeszacowanie zapotrzebowania na energię elektryczną skutkuje koniecznością zapewnienia większych mocy wytwórczych, co znacznie podwyższa koszty funkcjonowania systemu energetycznego.

REKOMENDACJE

- Należy ponownie przeanalizować prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc. Prognoza powinna być wypadkową czynników wzrostu takich jak rozwój transportu elektrycznego i elektryfikacja ciepłownictwa, ale przede wszystkim ograniczających popyt: poprawy efektywności energetycznej, DSR, efektywności energetycznej w budynkach oraz zmian demograficznych w Polsce.
- Należy wziąć pod uwagę szanse wynikające z integracji sektora ciepłownictwa i transportu z elektroenergetyką.
- Należy wziąć pod uwagę potencjał połączeń transgranicznych i możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania importem energii.

⁴ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Plan rozwoju w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027*, styczeń 2018.

- Jeżeli utrzymane zostanie wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2040 r., powinno to zostać odzwierciedlone w całej polityce energetycznej – np. pokrywać się z planami elektryfikacji ciepłownictwa, transportu i innych dziedzin gospodarki.

8. Przyszłość węgla kamiennego

- W odniesieniu do wcześniejszych zapowiedzi, w **PEP2040** urealniono deklaracje dotyczące energetyki węglowej. Bez uwzględniania kogeneracji, 50-proc. udział węgla osiągniemy już w 2030 r., a nie jak zapowiadało Ministerstwo Energii 20 lat później.
- W PEP przyjęto założenie, że obecnie pracujące jednostki węglowe są w większości dostosowane do przyszłych wymogów środowiskowych. Funkcjonujące jednostki pozyskały, w ramach rynku mocy, środki na przeprowadzenie niezbędnych modernizacji, dzięki temu będą spełniały wymogi konkluzji BAT przyjętych w 2017 r.
- W związku z wprowadzeniem ograniczenia dla wsparcia jednostek węglowych emitujących powyżej 550 g, kontynuacja tego mechanizmu wsparcia w przyszłości nie będzie możliwa.
- Ponieważ można założyć kolejne zaostżenia wymagań dot. ochrony środowiska BAT i emisyjności, może okazać się, że - mimo obecnych inwestycji i wysokich kosztów - za parę lat niektóre bloki nie będą w stanie funkcjonować na rynku energii bez systemu wsparcia.
- Skoro po 2025 r. wsparcie elektrowni węglowych w ramach rynku mocy będzie bardzo ograniczone, może się okazać, że elektrownie węglowe nie poradzą sobie bez wsparcia, a więc perspektywa ich funkcjonowania jest krótsza niż zakłada **PEP2040**.
- W PEP nie założono zaostżenia wymogów środowiskowych po 2020 r., a można się spodziewać, że to nastąpi. Co więcej, pominięto w analizach porównawczych wysokość nakładów na najbliższe (w odniesieniu do nJWCD), jak i kolejne modernizacje. Sztucznie zaniża to koszty scenariusza z większym udziałem węgla.
- Według naszych analiz, w 2050 r. udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie kształtował się na poziomie około 20-25%. Natomiast w przypadku braku ograniczeń w wymianie transgranicznej, udział ten pomniejszać będzie wolumen importowanej, tańszej energii elektrycznej.
- Utrzymanie udziału węgla kamiennego w bilansie elektroenergetycznym będzie wymagało poniesienia wysokich nakładów modernizacyjnych, a także importu surowca. PEP powinien uwzględnić obie kwestie, ponieważ będą one skutkować inną oceną zaproponowanego przez Ministerstwo scenariusza rozwoju miks.
- W **PEP2040** nie przedstawiono prognoz dotyczących krajowego bilansu węgla kamiennego.

Założono, że aż do końca lat 30. zużycie węgla będzie kształtowało się na wysokim i stabilnym poziomie (ok 35 mln ton rocznie, a pod koniec dekady lat 30. – 30 mln ton). Uwzględniając zużycie w ciepłownictwie istnieje ryzyko, że popyt nie zostanie zaspokojony produkcją krajową. **PEP2040** nie może pomijać tak ważnej sprawy jak rosnące uzależnienie od importu węgla kamiennego. Brak wystarczającej produkcji krajowej będzie miał negatywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne. PEP nie odnosi się również do zakazu pomocy publicznej dla kopalń, który zaczął obowiązywać po długim okresie przejściowym w 2019 r. Ogranicza to coraz bardziej możliwość wspierania górnictwa.

REKOMENDACJE

- Należy opracować scenariusz opcjonalny zakładający mniejszy udział węgla w przyszłości.
- Trzeba określić strategię i kolejność wyłączenia poszczególnych jednostek wytwórczych, a także plan zastępowania ich innymi źródłami.
- Należy przygotować strategię wsparcia dla jednostek węglowych, które po 2025 r. nie będą mogły uczestniczyć w rynku mocy.

9. Nierealistyczne założenie zerowego importu energii elektrycznej

- Założenie dotyczące budowy wspólnego rynku energii wynika z TFUE. Celem jego powstania jest ograniczenie wzrostu kosztów energii elektrycznej przez zwiększenie konkurencji, wyrównanie cen w UE, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i ograniczenie emisji CO₂.
- **PEP2040** nie uwzględnia wymiany transgranicznej, co, w naszej ocenie, jest błędne z kilku powodów:
 - Wewnętrzny rynek energii w UE rozwija się i stopniowo integruje.
 - W dłuższej perspektywie można założyć, że rozwiązane zostaną problemy niekontrolowanych przepływów, co poprawi przewidywalność dostaw i zwiększy transfer energii elektrycznej.
 - Bez połączenia z rynkami sąsiednimi Polsce grożą wyższe ceny energii elektrycznej niż w innych krajach UE.
 - Na poziomie UE przyjęto, że moc połączeń międzysystemowych powinna wynosić co najmniej 10% w odniesieniu do mocy zainstalowanej systemu. Co więcej, uzgodnione już rozporządzenie dot. wewnętrznego rynku energii elektrycznej (pakiet zimowy) zawiera przepisy nakazujące udostępnianie uczestnikom rynku maksymalnych zdolności przesyłowych (przepisy wskazują aż na 70% lub 75%) i zakazujące ich ograniczania ze względu na problemy wewnętrzne.
- Z obecnych polskich doświadczeń wynika, że połączenia transgraniczne mają istotny udział w zapewnieniu wystarczalności generacji.
- Według analiz w scenariuszu **PEP2040** Polska importuje znacznie więcej energii elektrycznej niż w scenariuszu alternatywnym – Polska w przyszłości pozostanie importerem netto energii elektrycznej. Bezpośredni wpływ na to zjawisko ma cena hurtowa – niższa przy większym udziale OZE. Wolumen importu energii elektrycznej mógłby w przyszłości zostać zredukowany (nawet o połowę w stosunku do **PEP2040**). Warunkiem jest podobna struktura wytwarzania w Polsce i w krajach sąsiadujących z Polską.

REKOMENDACJE

- **PEP2040** powinien uwzględniać realny poziom importu/eksportu energii elektrycznej.
- Przy planowaniu przyszłego miksu energetycznego trzeba uwzględnić strukturę wytwarzania w krajach sąsiednich, ponieważ będzie miała ona duży wpływ na ceny energii i kierunki przepływu.

10. Brakuje kompleksowego podejścia do problematyki obszaru zaopatrzenia w ciepło

- W **PEP2040** ciepłownictwo postrzegane jest wyłącznie przez pryzmat ciepła systemowego. Jest to zbyt wąska perspektywa, gdyż ciepło systemowe odpowiada jedynie za pokrycie około 1/3 potrzeb ciepłych kraju. Nie dostrzeżono strumienia ciepła generowanego w budynkach zasilanych z indywidualnych źródeł ciepła oraz strumienia ciepła przemysłowego. Zawężenie perspektywy analizy ogranicza skuteczność **PEP2040** w realizacji założonych strategii.
- W **PEP2040** przyjęto założenie, że rozwój OZE potrzebny jest wyłącznie dla zmniejszenia wpływu energetyki i ciepłownictwa na klimat. Nie dostrzeżono korzystnego wpływu rozwoju OZE na poprawę bilansu paliwowego kraju i jakości powietrza. Obszar zaopatrzenia w ciepło odpowiada za zużycie ok 40% całego krajowego strumienia energii. Maksymalizacja wykorzystania energii z OZE oraz poprawa efektywności energetycznej po stronie odbiorców ciepła powinny być jednym z filarów polityki poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju.
- W **PEP2040** zbyt słaby nacisk kładzie się na efektywne wykorzystanie dostępnej biomasy. Należy dążyć, by biomasa była wykorzystywana w procesach o wysokiej efektywności energetycznej, czyli w jednostkach kogeneracyjnych i ciepłowniczych.
- W **PEP2040** brakuje przyjęcia celu redukcji emisji CO₂ dla obszaru zaopatrzenia w ciepło. Uniemożliwia to opracowanie strategii dekarbonizacji sektora ciepła i chłodu zgodnie z polityką Unii Europejskiej oraz krajową polityką ograniczania zależności od importu paliw dla celów grzewczych i energetycznych.
- W **PEP2040** nie wskazano daty zakończenia procesu odejścia od spalania paliw stałych w budynkach ogrzewanych przez indywidualne źródła ciepła. Brak bardziej uszczegółowionego harmonogramu blokuje możliwości poprawy jakości powietrza w Polsce przez najbliższe 10 lat. Uniemożliwia także podjęcie działań dostosowawczych przez przedsiębiorstwa wytwarzające urządzenia grzewcze i inwestorów realizujących nowe projekty budowlane. Zwiększa się również ryzyko wzrostu przyszłych kosztów dostosowania do zaostrożonych polityk środowiskowych.
- W **PEP2040** nie dostrzeżono korzyści z rozwoju kogeneracji i nie założono maksymalizacji wykorzystania dostępnego strumienia ciepła do produkcji energii elektrycznej tą metodą. Nie zauważa się korzyści dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z rozwoju kogeneracji gazowej. Założono, że przyrost mocy gazowych jednostek kogeneracyjnych wyniesie zaledwie 1.4 GWe, a w obszarze węglowych jednostek kogeneracyjnych moc pozostanie na poziomie 5.5 GWe. To założenie dotyczące jednostek węglowych jest sprzeczne z dominującą praktyką sektora elektrociepłowni, a także niesie ze sobą utratę dla KSE około 4 GWe

dotychczasowych mocy elektrycznych - gdyby istniejące jednostki węglowe (o mocy 5.5 GWe) zostały zastąpione gazowymi (o mocy 9.5 GWe), przy tej samej produkcji ciepła.

- **PEP2040** nie dostrzega korzyści płynących z integracji sektora zaopatrzenia w ciepło z KSE. Elastyczny sektor ciepłowniczy może skutecznie stabilizować pracę KSE dzięki wykorzystaniu zjawiska akumulacji energii, a także dzięki pracy elastycznych jednostek kogeneracyjnych oraz pomp ciepła dysponowanych przez OSP lub OSD.

REKOMENDACJE

- Polityka energetyczna powinna określać cele i strategię dla ciepłownictwa. Ciepłownictwo to nie tylko ciepło systemowe, ale również ogrzewanie w indywidualnych budynkach.
- Szczegółowy program działań powinien zostać opracowany w odrębnym dokumencie Strategia dla Ciepłownictwa do roku 2050, do którego **PEP2040** powinien zapowiadać.
- Należy wskazać cel redukcji energii pierwotnej budynków (Ep) do roku 2040 (2050). Cel redukcji Ep powinien być skutkiem wzrostu udziału OZE w obszarze zaopatrzenia w ciepło oraz poprawy efektywności energetycznej budynków. Należy również przygotować wytyczne do odrębnego dokumentu rządowego dotyczącego strategii modernizacji budynków i poprawy efektywności energetycznej.
- Biomasa jest cennym paliwem lokalnym. Należy wprowadzić ograniczenie wykorzystania biomasy w nowych dużych jednostkach kondensacyjnych powyżej 20 MWe oraz efektywnie wykorzystywać mechanizmy aukcyjne do stymulacji budowy jednostek kogeneracyjnych na biomasę i biogaz.
- Należy przyjąć cel pełnej dekarbonizacji ciepłownictwa do roku 2050, co przyczyni się do poprawy jakości powietrza w kraju oraz poprawy bilansu paliwowego.
- Należy przyjąć cel odejścia od spalania paliw stałych w nowobudowanych budynkach z dwuletnim okresem karencji od daty przyjęcia **PEP2040**, a w przypadku budynków istniejących zastąpienie źródeł ciepła na paliwa stałe powinno zostać zakończone w 2035 r.
- Należy wprowadzić wyższe cele rozwoju kogeneracji, które pozwolą na pełniejsze wykorzystanie strumienia ciepła i podwojenie obecnego poziomu zainstalowanej mocy elektrycznej.
- **PEP2040** nie dostrzega korzyści płynących z powiązania ciepłownictwa z KSE, a zatem konsekwencji elektryfikacji ciepłownictwa i jego potencjału w stabilizacji pracy KSE.