

Opinia Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk

w sprawie

**zrównoważonej transformacji energetycznej
w polskiej elektroenergetyce**

przyjęta uchwałą na plenarnym posiedzeniu w dniu 24.10.2024 roku

Opinia została przygotowana
przez Komitet Elektrotechniki
Polskiej Akademii Nauk

Skład i łamanie – Andrzej Figatowski
Biuro Upowszechniania Nauki i Wydawnictw,
Kancelaria PAN

Projekt graficzny okładki – Aneta Karwowska, Biuro Komunikacji
Kancelaria PAN

Warszawa 2024

SPIS TREŚCI

CEL OPRACOWANIA	4
STRESZCZENIE	5
1. WPROWADZENIE	8
2. ŚWIATOWE TENDENCJE ROZWOJU TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ...	10
3. STAN ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM	13
4. STRUKTURA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W LATACH 2021, 2022 I 2023.....	15
5. ZRÓWNOWAŻONA TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM	16
5.1. Bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	16
5.2. Stan rozwoju energetyki jądrowej	18
5.2.1. Wprowadzenie.....	18
5.2.2. Pracujące energetyczne bloki jądrowe	18
5.2.3. Stan technologii energetycznych bloków jądrowych dużej mocy.....	20
5.2.4. Energetyczne bloki jądrowe w budowie	22
5.2.5. Stan rozwoju modułowych reaktorów jądrowych małej mocy	23
5.2.6. Program polskiej energetyki jądrowej	25
5.3. Technologie wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujące odnawialne źródła energii.....	27
5.4. Efektywność ekonomiczna analizowanych technologii JWCD i nJWCD	29
6. PROPOZYCJA PROGRAMU ZRÓWNOWAŻONEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM	32
7. DOSTOSOWANIE SIECI PRZESYŁOWYCH I DYSTRYBUCYJNYCH DO TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM	35
7.1. Prognoza rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego	35
7.2. Prognoza rozwoju sieci w krajowym systemie elektroenergetycznym	41
8. ROLA MAGAZYNOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W TRANSFORMACJI KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	49
9. PODSUMOWANIE	58
10. LITERATURA	62

Cel opracowania

Transformacja energetyczna jest jednym z najważniejszych, ale i najbardziej złożonych, wielowymiarowych wyzwań, stojących obecnie przed polską gospodarką. Jej właściwa realizacja będzie miała olbrzymi wpływ na dalszy ekonomiczny rozwój naszego kraju. Jej celem, w długiej perspektywie, jest odejście od stosowania paliw kopalnych. Dotyczy ona kilku sektorów gospodarki, w których są stosowane paliwa kopalne, a mianowicie: elektroenergetyki, transportu, ciepłownictwa i przemysłu. Celem niniejszej opinii jest przedstawienie stanowiska Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk w sprawie długoterminowej strategii zrównoważonej transformacji energetycznej w polskiej elektroenergetyce, która leży w zakresie kompetencji naukowych Komitetu. Podstawą tej strategii jest przede wszystkim spełnienie celu polityki energetycznej państwa, zapisanego w Ustawie prawo energetyczne, jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego, będącego najważniejszą częścią bezpieczeństwa energetycznego państwa, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, przez zapewnienie umiarkowanych (akceptowalnych) cen energii elektrycznej oraz ograniczonego wpływu na zmiany klimatu i środowisko [20]. Dlatego jako kryteria opracowanej strategii zrównoważonej transformacji energetycznej w polskiej elektroenergetyce przyjęto:

- 1) zapewnienie bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, koniecznego dla zapewnienia bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej odbiorcom,
- 2) zapewnienie dostawy energii elektrycznej odbiorcom po przystępnej (akceptowalnej) cenie, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju oraz
- 3) zapewnienie ochrony środowiska i przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, przede wszystkim przez minimalizację emisji CO₂ przy wytwarzaniu energii elektrycznej.

Oznacza to, że konieczna zrównoważona transformacja energetyczna w polskiej elektroenergetyce wymaga zbudowania w najbliższych 25. latach bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego.

Celem opracowania opinii jest przekazanie jej: Organom Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej, Organom Senatu Rzeczypospolitej Polskiej, Organom Rządu Rzeczypospolitej Polskiej odpowiedzialnym za bezpieczeństwo energetyczne i kształtowanie polityki energetycznej państwa, Urzędowi Regulacji Energetyki, Urzędowi Marszałkowskiemu, Spółkom energetycznym oraz Izdom Gospodarczym związanym z energetyką.

Streszczenie

We wprowadzeniu do opracowania przedstawiono istotę wyzwania, jakie stanęło przed światową gospodarką, wymagającego przeprowadzenia w globalnej skali transformacji energetycznej, które jest motywowane troską o ochronę Ziemi. Na tym tle scharakteryzowano zadania stojące przed polską elektroenergetyką, aby było możliwe uzyskanie przez Polskę około 2050 roku neutralności klimatycznej. Najważniejszym z tych zadań jest przejście na wyłącznie zeroemisyjne źródła wytwórcze w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Oznacza to konieczność zbudowania w tej perspektywie czasowej zeroemisyjnego KSE, ale posiadającego źródła wytwórcze, które zapewnią mu bezpieczeństwo pracy, niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej odbiorcom.

W rozdziale drugim, trzecim i czwartym przedstawiono strukturę mocy źródeł wytwórczych i strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na tle sytuacji w tym zakresie w 26 krajach o największej produkcji energii elektrycznej (Polska zajęła w tym rankingu w 2023 roku 26 miejsce na świecie) i w państwach członkowskich Unii Europejskiej (UE). Z analizy tej wynika, że Polska w 2023 roku uzyskała udział 27,79% zeroemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej, przy średniej wartości tego udziału na świecie 39,19%, a w państwach członkowskich Unii Europejskiej 61,40%. Wśród państw członkowskich UE Polska zajęła w tym rankingu dalekie 25 miejsce. Sytuacja ta wskazuje na zakres i pilność zadań stojących przed polską gospodarką w dziedzinie transformacji energetycznej w elektroenergetyce, aby uzyskanie neutralności klimatycznej około 2050 roku w naszym kraju było możliwe, do czego zobowiązuje nas podpisanie i ratyfikowanie w 2016 roku Porozumienia klimatycznego (paryskiego).

W podrozdziale 5.1 przedstawiono szczegółowe wyniki wykonanych analiz bilansowania prognozowanego zużycia energii elektrycznej brutto w Polsce (wymaganej produkcji energii elektrycznej) i prognozowanego zapotrzebowania na moc w KSE oraz prognozowanej, wymaganej dla bezpieczeństwa pracy KSE, mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), z uwzględnieniem planu wycofywania z ruchu i planu budowy nowych JWCD (Tabela 5.1). Wyniki wykonanych analiz wskazują jednoznacznie, że ok. 2035 roku będzie konieczne włączenie do KSE, dla zapewnienia bezpieczeństwa jego pracy, pierwszych energetycznych bloków jądrowych.

Przeprowadzona w podrozdziale 5.2 analiza stanu rozwoju jądrowych bloków energetycznych wskazuje, że pełną dojrzałość konstrukcyjną, eksploatacyjną i komercyjną oraz najwyższe bezpieczeństwo pracy uzyskały jedynie jądrowe bloki energetyczne dużej mocy z reaktorami wodno-ciśnieniowymi (Pressured Water Reactor, PWR) generacji III+. 29 energetycznych bloków jądrowych z tego rodzaju reaktorami pracuje już w systemach elektroenergetycznych 8 krajów (Tabela 5.4). Są wśród nich jądrowe bloki energetyczne z 5 następującymi rodzajami reaktorów PWR generacji III+: AP 1000 firmy Westinghouse Electric Company (USA), które obecnie są budowane również w Chinach jako reaktory CAP 1000, EPR 1600 firmy EDF (Francja), Hualong 1 (Chiny), APR 1400 firmy Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP, Korea Płd.) i VVER 1200 firmy Rosatom (Rosja). Poza tym 41 jądrowych bloków energetycznych z reaktorami tego rodzaju jest w budowie (Tabela 5.5). Wybór energetycznego bloku jądrowego z reaktora-

rem AP 1000 firmy Westinghouse dla pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce na Pomorzu należy uznać dlatego za w pełni uzasadniony. Natomiast omówiony stan rozwoju jądrowych bloków energetycznych z reaktorami modułowymi małej mocy (Small Modular Reactor, SMR) pozwala na stwierdzenie, że są one obecnie na początkowym etapie rozwoju i ich budowę w Polsce należałoby przesunąć do czasu, w którym niektóre z bardzo wielu obecnie rozwijanych projektów uzyskają dojrzałość konstrukcyjną, eksploatacyjną i komercyjną.

W podrozdziale 5.3 została przedstawiona analiza możliwych do rozwoju dojrzałych komercyjnie technologii wytwarzania energii elektrycznej, wykorzystujących Odnawialne Źródła Energii (OZE). Wskazuje ona, że w Polsce mogą być budowane elektrownie wykorzystujące wszystkie rodzaje OZE, jednak w różnym zakresie uwarunkowanym zasobami danego rodzaju OZE oraz efektywnością ekonomiczną.

Przeprowadzona w podrozdziale 5.4 analiza efektywności ekonomicznej zarówno energetycznych bloków jądrowych generacji III+, jak i elektrowni wykorzystujących OZE, wskazuje, że jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej są na poziomie 500 zł/MWh, zarówno wytwarzanej w grupie elektrowni jądrowych, jak i elektrowni wykorzystujących OZE, jednak dla części energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wykorzystujących OZE, która w czasie jej wytwarzania nie będzie mogła być zużywana, a będzie musiała być magazynowana, koszty jej wytwarzania będą powiększone o prawdopodobnie znaczne koszty magazynowania.

W rozdziale 6 przedstawiono propozycję programu (mapy drogowej) zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE w perspektywie do 2050 roku (Tabela 6.1), która pozwoliłaby na uzyskanie udziału zeroemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej w wysokości: około 38,9% w 2030 roku, około 75,7% w 2040 roku i 100% w 2050 roku, przy zapewnieniu bezpieczeństwa pracy KSE i umiarkowanych (akceptowalnych) kosztach wytwarzania energii elektrycznej. Wyniki wykonanych analiz wskazują jednoznacznie, że całkowicie zeroemisyjne wytwarzanie energii elektrycznej, przy konieczności spełnienia wymagania zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, jest możliwe jedynie w przypadku harmonijnego rozwoju źródeł wytwórczych wykorzystujących OZE, których praca w przeważającym zakresie jest jednak zależna od warunków pogodowych, i sterowalnych, mających właściwości jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) energetycznych bloków jądrowych. Analiza techniczna uzupełniona analizą ekonomiczną pokazuje, że udział wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wykorzystujących OZE w 2050 roku mógłby wynosić ok. 56,9%, a jądrowych bloków energetycznych ok. 43,1%, przy udziale mocy jądrowych bloków energetycznych tylko ok. 15,6% (ok. 15 GW) i udziale mocy źródeł wytwórczych wykorzystujących OZE ok. 84,4% (ok. 81 GW).

W rozdziale 7 przedstawiono wyzwania stojące przed sieciami elektroenergetycznymi, wskazując na konieczność istotnego funkcjonalnie rozwoju systemów sterowania i zarządzania energią elektryczną, szczególnie w sieciach SN i nN.

W rozdziale 8 przedstawiono zasadnicze aspekty roli magazynowania energii elektrycznej w transformacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Magazyny energii elektrycznej (MEE) są niezbędne w sytuacji rosnącego udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej, odchodzenia od źródeł wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne i spadku elastyczności wytwarzania oraz trudności realizacji inwestycji sieciowych. Następuje ciągły rozwój technologii i poprawa efektywności ekonomicznej magazynowania. Magazyny energii elektrycznej mogą przyczynić się do usprawnienia funkcjonowania każdego z podsektorów KSE: wytwarzania, przesyłu i rozdziału, zasilania odbiorców końcowych; zapewniając moc dyspozycyjną, energię (w tym energię bilansującą), usługi systemowe, usługi elastyczności, poprawę pewności zasilania, racjonalne gospodarowanie energią elektryczną itp.

W podsumowaniu opracowania (rozdział 9), stwierdza się, że międzynarodowe zobowiązania Polski związane z dążeniem świata do neutralności klimatycznej, wynikające z podpisania i ratyfikowania przez nasz Kraj Porozumienia klimatycznego oraz decyzji Rady Europejskiej, a także

obecna struktura źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), oparta w przeważającym stopniu na paliwach kopalnych, i poważny wzrost w ostatnim czasie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi, wymagają istotnej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE. Głównym celem transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE musi być odejście od stosowania paliw kopalnych. Transformacja ta powinna opierać się na zasadzie zrównoważonego rozwoju. Najważniejsze kryteria zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE zostały sformułowane w celu opracowania. Oznacza to, że konieczna zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE wymaga zbudowania w okresie najbliższych 25. lat zeroemisyjnego, bezpiecznego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego. Długoterminowa strategia budowy zeroemisyjnego, bezpiecznego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego w takim kraju jak Polska, który nie posiada dużych zasobów hydroenergetycznych, pozwalających na budowę elektrowni wodnych dużej mocy, zapewniających ciągłą i bezpieczną jego pracę, musi opierać się na łączeniu rozwoju budowy źródeł wykorzystujących OZE i elektrowni jądrowych. Ważnym problemem w procesie transformacji energetycznej jest zsynchronizowanie wyłączenia z ruchu w KSE wyeksploatowanych bloków parowych opalanych węglem z włączaniem do eksploatacji jako JWCD elektrowni jądrowych. Opracowana w opinii propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE, jak podkreślano już w rozdziale 6, pozwala na osiągnięcie udziału zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej: ok. 38,9% w 2030 roku, ok. 75,7% w 2040 roku i 100% w 2050 roku, w tym w 2050 roku: 56,9% w źródłach OZE i 43,1% w elektrowniach jądrowych. Rozwój sieci elektroenergetycznych – przesyłowych i dystrybucyjnych oraz magazynowania energii elektrycznej w KSE, powinien być, podobnie jak dotychczas, wynikiem potrzeb wynikających ze struktury bazy wytwórczej zapewniającej realizację założonego celu, tj. osiągnięcie zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej przy zapewnieniu bezpieczeństwa elektroenergetycznego i akceptowalnych dla gospodarki i społeczeństwa cen energii elektrycznej.

W opinii wskazano pilne do realizacji problemy, m.in. takie jak:

- a. Wydanie przez Organy Państwa aktów prawnych, niezbędnych do efektywnej realizacji procesu zrównoważonej transformacji energetycznej.
- b. Ustanowienie Funduszu transformacji energetycznej, przede wszystkim z wpływów budżetowych za pozwolenia do emisji CO₂.
- c. Ustalenie lokalizacji drugiej i trzeciej elektrowni jądrowej, aby mógł rozpocząć się długotrwały proces prac przygotowawczych do tych inwestycji.
- d. Modyfikacja wymagań operatorów sieci dystrybucyjnych dla inwerterów OZE i magazynów energii przyłączanych do sieci nN i SN, jak wskazano w rozdziale 7.

1

Wprowadzenie

Jednym z największych wyzwań światowej gospodarki jest obecnie konieczność przeprowadzenia transformacji energetycznej, której celem jest doprowadzenie do neutralności klimatycznej na Ziemi, to znaczy do stanu równowagi w ekosystemie między emisją i pochłanianiem gazów cieplarnianych, z których najważniejszym jest dwutlenek węgla. Jego emisja w 2023 roku spowodowana spalaniem paliw kopalnych osiągnęła poziom ok. 35,13 mld ton, a jego stężenie w atmosferze ok. 417 ppm (cząsteczek na milion) [1]. Spowodowało to wzrost temperatury na Ziemi o ok. 1,25°C, w porównaniu z temperaturą w okresie przedprzemysłowym i niepokojące zmiany klimatu. Największymi emitentami dwutlenku węgla są urządzenia, w których są spalane paliwa kopalne, takie jak węgiel, przetwory ropy naftowej i gaz ziemny. Dotyczy to przede wszystkim elektrowni i elektrociepłowni, środków transportu, instalacji przemysłowych oraz ciepłownictwa. Zużycie paliw kopalnych w skali światowej niestety nadal jest bardzo wysokie i w 2023 roku osiągnęło wartość ok. 11,97 mld toe (ok. 501,1 EJ) i było o 1,53% wyższe od ich zużycia w 2022 roku [1]. Dla porównania w 1900 roku emisja dwutlenku węgla wynosiła tylko ok. 2 mld toe, a jego stężenie w atmosferze ok. 288 ppm.

W 2015 roku na 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmiany Klimatu (Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change) w Paryżu (30.11–12.12.2015 roku), 195 państw, po wieloletnich negocjacjach, przyjęło Porozumienie klimatyczne (paryskie), które Polska podpisała 27 kwietnia 2016 roku w siedzibie ONZ w Nowym Yorku, a 6 października tego roku Sejm RP przyjął uchwałę o jego ratyfikacji. Zgodnie z tym Porozumieniem kraje, które je ratyfikowały są zobowiązane do osiągnięcia neutralności klimatycznej w terminie przez siebie zadeklarowanym. Większość krajów, w tym Unia Europejska, zadeklarowało uzyskanie tego stanu do 2050 roku. W następstwie tego Rada Europejska w grudniu 2020 roku podjęła decyzję w sprawie redukcji emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej o 55% (Fit for 55) do 2030 roku względem 1990 roku, jako etapu pośredniego na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku. Polska jest zobowiązana do realizacji zarówno zapisów zawartych w Porozumieniu paryskim jak i decyzji Rady Europejskiej z grudnia 2020 roku. Najważniejsze zadania wynikające z tych porozumień dotyczą sektora wytwórczego elektroenergetyki, gdyż odpowiada on za ponad 40% emisji CO₂ w państwach członkowskich Unii Europejskiej [1].

Dlatego, zdaniem Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk, w Polsce jest pilnie potrzebny strategiczny program transformacji energetycznej, którego celem byłoby odejście od stosowania paliw kopalnych w elektroenergetyce, przemyśle, transporcie i ciepłownictwie. W niniejszej opinii została podjęta próba nakreślenia w długoterminowej perspektywie strategii transformacji energetycznej sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, rozwiązującej problem redukcji emisji CO₂ w tym sektorze. Jako punkt wyjścia przy podjęciu próby rozwiązania tego problemu przyjęto art. 5. Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, który zobowiązuje nasz kraj do zapewniania ochrony środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju. Zasadę tę w odniesieniu do zrównoważonej transformacji energetycznej w polskiej elektroenergetyce można krótko zawrzeć w stwierdzeniu, że powinna ona zapewniać ekonomiczny rozwój Kraju, chroniąc jednocześnie równowagowy stan w ekosystemie. Biorąc pod uwagę te wymagania, zrów-

noważona transformacja energetyczna sektora wytwórczego polskiej elektroenergetyki, powinna spełniać trzy następujące kryteria: (1) zapewniać bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), niezbędne dla niezawodnej dostawy energii elektrycznej odbiorcom, (2) zapewniać dostępność energii elektrycznej przy możliwie niskiej (akceptowalnej) cenie (wytwarzanej przy możliwie niskich kosztach), sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi Kraju i (3) zapewniać ochronę środowiska oraz przeciwdziałać zmianom klimatycznym przez minimalizację jednostkowej emisji CO₂ (kg CO₂/kWh) przy wytwarzaniu energii elektrycznej [12].

Przy poszukiwaniu rozwiązania problemu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE chodzi o znalezienie równowagi między wymaganiami ochrony środowiska a kosztami wytwarzania energii elektrycznej i bezpieczeństwem jej dostawy.

2

Światowe tendencje rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej

Światowa produkcja energii elektrycznej w 2023 roku wynosiła 29 924,8 TWh i w stosunku do 2022 roku zwiększyła się o 2,60%. Podstawą wytwarzania energii elektrycznej na świecie w 2023 roku były następujące źródła energii pierwotnej: węgiel kamienny i brunatny 35,13%, gaz ziemny 22,54%, olej opałowy 2,23%, paliwo jądrowe 9,15% oraz odnawialne źródła energii (OZE) 30,04%, w tym energia wody 14,17% [1]. W ostatnich latach, w skali światowej, można zaobserwować powolną ale ciągłą tendencję wzrostu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej, średnio o ok. 0,8% rocznie. Natomiast równocześnie w tym czasie obserwuje się stałą tendencję zmniejszania się udziału węgla w tej produkcji, średnio o około 0,5% rocznie. Struktura wykorzystywanej energii pierwotnej do wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych krajach jest jednak znacznie zróżnicowana. W 26. krajach, o największej wartości produkcji energii elektrycznej na świecie, które w 2023 roku wytworzyły ok. 85,51% światowej produkcji energii elektrycznej, dominujący udział w tej produkcji miały: w 10. krajach węgiel, a mianowicie: w RPA (82,84%), w Indiach (74,11%), w Indonezji (61,58%), w Chinach (60,85%), w Polsce (60,51%), w Wietnamie (46,89%), w Australii (45,99%), w Malezji (43,34%), na Tajwanie (42,26) i w Korei Południowej (32,82%), w 9. krajach gaz ziemny, a mianowicie: w Iranie (84,51%), w Egipcie (80,92%), w Tajlandii (67,93%), w Arabii Saudyjskiej (62,66%), w Meksyku (57,74%), w Rosji (44,85%), we Włoszech (44,29%), w USA (43,15%) i w Japonii (31,67%), w 6. krajach OZE, a mianowicie: w Brazylii (88,94%), Kanadzie (66,53%), Niemczech (53,03%), Hiszpanii (50,35%), W. Brytanii (47,27%) i Turcji (42,10%) a we Francji paliwo jądrowe (65,08%) [1].

Struktura wykorzystania różnych rodzajów energii pierwotnej do wytwarzania energii elektrycznej, w większości krajów, w każdym roku, w różnym stopniu, ulega zmianie w kierunku technologii niskoemisyjnych. W 2023 roku szczególnie duże zmiany zaszły w tym zakresie w W. Brytanii, która osiągnęła największy udział OZE w produkcji energii elektrycznej w wysokości 47,27%, a zmniejszyła w tej produkcji udział przede wszystkim węgla do 1,23% i gazu ziemnego do 34,28%. Istotne wyniki w zakresie zmniejszenia emisji CO₂ przy produkcji energii elektrycznej w 2023 roku uzyskały Chiny, zwiększając udział OZE do 30,60% oraz paliwa jądrowego do 4,60%, a zmniejszając udział węgla do 60,85%. Chiny posiadają największą, ze wszystkich krajów, moc zainstalowaną źródeł energii elektrycznej wykorzystujących OZE, a mianowicie: elektrowni wodnych ok. 371,0 GW (ok. 30,0% mocy światowej), elektrowni wiatrowych ok. 441,1 GW (ok. 43,2% mocy światowej), elektrowni fotowoltaicznych ok. 662,0 GW (ok. 41,7% mocy światowej) i elektrowni opalanych biomasą i biogazem ok. 31,0 GW (ok. 20,6% mocy światowej) [2].

Największy przyrost mocy zainstalowanej w źródłach wytwórczych energii elektrycznej na świecie w 2023 roku nastąpił w elektrowniach fotowoltaicznych, o ok. 407,0 GW do ok. 1589,0 GW oraz w elektrowniach wiatrowych, o ok. 116,6 GW do ok. 1020,6 GW, w tym w morskich elektrowniach wiatrowych (offshore), o ok. 10,8 GW do ok. 75,1 GW. Liderem w rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych są państwa członkowskie Unii Europejskiej (UE), z udziałem tych elektrowni w całkowitej produkcji energii elektrycznej ok. 15,1% i mocą zainstalowaną ok. 226,1 GW, w tym offshore ok. 34,1 GW. Struktura wykorzystania różnych rodzajów naturalnych źródeł energii (energii pierwotnej) do wytwa-

rzania energii elektrycznej w UE w 2022 roku, z punktu widzenia emisji CO₂, była korzystniejsza niż średnia na świecie, a mianowicie: paliwa kopalne miały udział 38,6%, a źródła zeroemisyjne 61,4%, w tym OZE 39,6% i paliwo jądrowe 21,8% [3].

Celem transformacji energetycznej we wszystkich krajach, które podpisały i ratyfikowały Porozumienie paryskie (klimatyczne), w dążeniu do neutralności klimatycznej, w pierwszej kolejności jest doprowadzenie do w pełni zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej. Sytuację w tym zakresie w 26 krajach o największej wartości produkcji energii elektrycznej w 2023 roku przedstawiono w Tabeli 2.1, a w państwach członkowskich Unii Europejskiej w 2022 roku w Tabeli 2.2.

Tabela 2.1

Udziały zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej w 26 krajach o największej wartości produkcji energii elektrycznej ogółem w 2023 roku

L.p.	Kraj	Wartość produkcji energii elektrycznej ogółem [TWh]	W tym udział zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej [%]	W tym udział produkcji elektrowni wykorzystujących OZE [%]	W tym udział produkcji elektrowni wodnych przepływowych [%]	W tym udział produkcji elektrowni jądrowych [%]
1	Francja	519,7	91,98	26,90	10,68	65,08
2	Brazylia	710,0	90,98	88,94	60,38	2,04
3	Kanada	633,2	80,59	66,53	57,53	14,06
4	Hiszpania	282,0	70,49	50,35	9,04	20,14
5	W. Bryt.	285,6	61,52	47,27	1,82	14,25
6	Niemcy	513,7	54,43	53,03	3,82	1,40
7	Wietnam	276,4	43,00	43,00	29,27	–
8	Włochy	265,3	42,97	42,97	14,66	–
9	Turcja	328,0	42,10	42,10	19,48	–
10	USA	4494,0	39,83	21,67	5,26	18,16
11	Korea Płd.	617,9	38,23	9,02	0,60	29,21
12	Rosja	1178,2	36,20	17,75	17,05	18,45
13	Chiny	9456,4	35,20	30,60	12,96	4,60
14	Australia	273,1	34,89	34,89	5,60	–
15	Japonia	1013,3	29,70	22,05	7,35	7,65
16	Polska	167,0	27,79	27,79	1,44	–
17	Meksyk	354,9	24,99	21,50	5,75	3,49
18	Indie	1958,2	21,97	19,51	7,62	2,46
19	Malezja	187,8	19,17	19,17	16,77	–
20	Indonezja	350,6	18,60	18,60	7,02	–
21	Tajlandia	190,5	15,65	15,65	3,47	–
22	Taiwan	282,1	15,21	8,90	1,42	6,31
23	RPA	224,4	12,23	8,96	0,76	3,97
24	Egipt	220,1	11,27	11,27	6,27	–
25	Iran	382,9	8,20	6,48	5,93	1,72
26	Arabia Saud.	422,9	1,37	1,37	–	–
	Świat	29 924,8	39,19	30,04	14,17	9,15

Tabela 2.2
Udziały zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej w 2022 roku

L.p.	Kraj	Całkowita wartość produkcji energii elektrycznej [TWh]	w tym udział zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej [%]	w tym udział produkcji elektrowni wykorzystujących OZE [%]	w tym udział produkcji elektrowni wodnych przepływowych [%]	w tym udział produkcji elektrowni jądrowych [%]
1	Szwecja	173,159	97,3	67,3	40,4	30,0
2	Francja	474,744	86,4	23,6	9,7	62,8
3	Finlandia	72,221	84,3	49,2	18,7	35,1
4	Luxemburg	2,238	86,7	53,82	23,11	–
5	Słowacja	26,838	81,7	21,7	13,9	60,0
6	Dania	35,129	78,2	78,2	–	–
7	Austria	69,228	77,4	77,4	53,6	–
8	Łotwa	4,997	75,3	75,3	55,0	–
9	Słowenia	13,616	72,3	30,4	23,6	–
10	Belgia	95,944	71,3	24,9	0,3	46,4
11	Litwa	4,783	68,0	68,0	11,0	–
12	Węgry	35,775	65,2	21,0	0,5	44,2
13	Chorwacja	14,299	63,0	63,0	38,7	–
14	Hiszpania	292,454	62,7	42,4	21,8	20,3
15	Rumunia	56,003	62,4	42,5	25,1	19,9
16	Portugalia	48,808	58,4	58,4	14,1	–
17	Bułgaria	50,499	51,6	19,0	7,5	32,6
18	Czechy	84,848	49,7	12,7	2,5	37,0
19	Niemcy	580,266	48,7	42,7	3,1	6,0
20	Grecja	52,615	42,8	42,8	7,3	–
21	Holandia	121,810	41,2	37,8		3,4
22	Irlandia	33,856	37,8	37,8	2,1	–
23	Włochy	283,961	32,8	32,8	10,1	–
24	Estonia	8,977	31,6	31,6	0,3	–
25	Polska	179,748	21,0	21,0	1,1	–
26	Cypr	5,268	16,8	16,8	–	–
27	Malta	2,293	12,9	12,9	–	–
	UE	2 824,259	61,4	39,6	9,9	21,8

Polska w 2023 roku pod względem wartości produkcji energii elektrycznej zajęła 26. miejsce na świecie. W grupie 26. krajów, o największej wartości produkcji energii elektrycznej, nasz kraj, pod względem zeroemisyjności tej produkcji, zajął 16-ste miejsce, a dalekie 25. miejsce wśród państw członkowskich Unii Europejskiej (przed Cyprzem i Malcią). Niestety zajmujemy wysokie 5. miejsce na świecie wśród krajów o największym udziale węgla w produkcji energii elektrycznej (za RPA, Indiami, Indonezją i Chinami).

Stan źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Moc zainstalowana źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) na 30.06.2024 roku wynosiła ok. 68,2 GW, w tym elektrowni ok. 56,6 GW i elektrociepłowni ok. 11,6 GW [5]. Największy potencjał wytwórczy w elektrowniach w Polsce istnieje obecnie w parowych blokach kondensacyjnych opalanych węglem kamiennym i brunatnym, których łączna moc zainstalowana na 30.06.2024 roku wynosiła ok. 24 310 MW, a osiągalna ok. 24 146 MW. Jest wśród nich: 8 nowoczesnych parowych bloków na parametry nadkrytyczne, o mocach jednostkowych od 460 MW do 1075 MW, opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz 69 parowych bloków na parametry podkrytyczne, o jednostkowych mocach od 70 MW do 560 MW, opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Znaczący potencjał wytwórczy, bardzo ważny dla bezpiecznej i stabilnej pracy KSE, stanowi 11 bloków w elektrowniach wodnych pompowo-szczytowych, o łącznej mocy 1413 MW oraz kilkaset bloków w elektrowniach wodnych przepływowych, o łącznej mocy ok. 980,2 MW. Moc elektrowni wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE), poza mocą wymienionych już wyżej elektrowni wodnych, na 30.06.2024 roku, stanowiła moc lądowych elektrowni wiatrowych o wartości 9553,2 MW i moc elektrowni fotowoltaicznych o wartości 18 579,9 MW [5].

Drugą grupę źródeł wytwórczych pracujących w KSE stanowią bloki kogeneracyjne. Ich sumaryczna elektryczna moc zainstalowana na 30.06.2024 roku wynosiła ok. 11,6 GW, co stanowi ok. 17,8% mocy zainstalowanej w KSE. Udział energii elektrycznej wytworzonej w wysoko-sprawnej kogeneracji, w całkowitej produkcji energii elektrycznej, w 2022 roku, wynosił w Polsce ok. 15,1% [6]. Istnieje znaczne zróżnicowanie technologiczne jednostek wytwórczych do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce. Największy potencjał produkcyjny mają 244 kogeneracyjne bloki parowe opalane węglem, których łączna elektryczna moc zainstalowana wynosi ok. 7,06 GW, co stanowi ok. 60,8% elektrycznej mocy zainstalowanej wszystkich źródeł kogeneracyjnych pracujących w KSE. Produkują one ok. 62% ciepła systemowego wytwarzanego w kogeneracji [7]. Poza kogeneracyjnymi blokami parowymi opalonymi węglem w KSE pracuje: 15 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych biomasą, o łącznej mocy ok. 780 MW, 6 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych gazem ziemnym, o łącznej mocy ok. 127,6 MW oraz 9 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych gazem koksowniczym, o łącznej mocy ok. 374 MW. Nowoczesnymi jednostkami kogeneracyjnymi w KSE są bloki gazowo-parowe, opalane gazem ziemnym (13 bloków), o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 2975,3 MW, oddane do eksploatacji w latach 1999–2021. Interesującą grupą jednostek kogeneracyjnych są bloki z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu otwartym opalane gazem ziemnym, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 194 MW. Do ważnej rozwijającej się technologii kogeneracyjnej należą kogeneracyjne bloki gazowe z silnikami gazowymi, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ponad 500 MW. Są to kogeneracyjne bloki opalane gazem ziemnym lub gazem pochodzącym z odmetanowania kopalń bądź biogazem wytwarzanym w procesie beztlenowej fermentacji metanowej biomasy w biogazowniach (rolniczych, w oczyszczalniach ścieków oraz na składowiskach odpadów komunalnych). W KSE pracuje również 7 kogeneracyjnych bloków ORC (*Organic Rankine Cycle*) opalanych biomasą, o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 11 MW oraz 9 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych odpadami komu-

nalnymi o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 90,6 MW. Z ponad 750 różnego rodzaju kogeneracyjnych bloków pracujących w KSE, tylko 6 (2 parowe i 4 gazowo-parowe), o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej ok. 2254 MW, w ograniczonym zakresie, pełni w KSE funkcje jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD).

W ostatnich latach w KSE ma miejsce duży przyrost mocy rozproszonych źródeł wytwórczych (nJWCD), szczególnie w postaci jednostek wytwórczych wykorzystujących OZE i w mniejszym stopniu jednostek kogeneracyjnych, których praca (moc) jest zależna od warunków pogodowych lub zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych [5]. W najbliższych latach moc nJWCD w KSE będzie nadal się zwiększała. Dlatego dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE jest konieczny równoległy przyrost mocy nowych JWCD, których moc w KSE będzie zmniejszała się, z powodu wyłączania z eksploatacji kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, a zapotrzebowanie na moc w KSE będzie się zwiększało. Pracujące w KSE JWCD są bardzo zróżnicowane zarówno pod względem efektywności energetycznej, stanu technicznego, jak i elastyczności na zmiany obciążenia. Znaczna ich liczba pracuje w KSE już ponad 40 lat, a czas ich pracy przekroczył 250 tys. godzin. Dlatego w najbliższych latach należy spodziewać się wycofywania znacznej ich liczby z eksploatacji [10, 23].

Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w latach 2021, 2022 i 2023

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce charakteryzuje się dużym udziałem tej energii wytwarzanej w jednostkach wytwórczych opalanych paliwami kopalnymi. Powoduje to, że nasz kraj zajmuje dopiero 25 miejsce (przed Cyprem i Maltą) wśród państw członkowskich Unii Europejskiej, uszeregowanych według kryterium zeroemisyjności wytwarzania energii elektrycznej. Udział zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej w całkowitej jej wartości w 2023 roku wynosił w Polsce zaledwie 27,8%, podczas gdy średnio w państwach członkowskich Unii Europejskiej w 2022 roku wynosił 61,4%, a średnio na świecie w 2023 roku wynosił 39,2%. Najwyższe miejsce w Unii Europejskiej i na świecie zajmuje w tej dziedzinie Szwecja z wartością 97,3% udziału zeroemisyjnej części w całkowitej produkcji energii elektrycznej. Ten stan struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz poważny wzrost w 2023 roku cen paliw kopalnych i ceny pozwoleń do emisji CO₂ spowodowały poważny wzrost średniej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2023 roku do 759,29 zł/MWh, w porównaniu z 278,90 zł/MWh w 2021 roku i 523,50 zł/MWh w 2022 roku. W Tabeli 4.1 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2021, 2022 i 2023 roku [6].

Tabela 4.1

Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w latach 2021, 2022 i 2023

Udział energii pierwotnej	Lata		
	2021	2022	2023
Węgiel kamienny i brunatny	72,46%	70,64%	60,51%
Gaz ziemny	8,50%	8,54%	9,88%
Energia wiatru	9,18%	10,82%	13,96%
Energia biomasy i biogazu	4,30%	4,20%	4,54%
Energia wody	1,72%	1,10%	1,45%
Energia słońca	2,14%	4,48%	6,84%
Inne paliwa	1,70%	2,22%	3,20%
Razem	100,00%	100,00%	100,00%
Produkcja	179,4 TWh	178,8 TWh	166,4 TWh
Import	15,1 TWh	15,2 TWh	15,1 TWh
Eksport	14,2 TWh	16,9 TWh	11,4 TWh
Zużycie brutto	180,3 TWh	177,1 TWh	170,1 TWh

5

Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

5.1. Bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Kryteria, jakie musi spełniać zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE, zostały sformułowane we wprowadzeniu. Podstawowym celem zrównoważonego rozwoju systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie w długiej perspektywie czasowej bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej odbiorcom po umiarkowanej cenie, przy zapewnieniu ochrony środowiska. Nadrzędnym kryterium zrównoważonego rozwoju źródeł wytwórczych w KSE jest zatem zapewnienie jego bezpiecznej i stabilnej pracy. Podstawą bezpiecznej pracy KSE jest przede wszystkim zapewnienie równowagi, w każdej chwili wszystkich dni całego roku, między zapotrzebowaniem na moc w KSE a dostępną mocą źródeł wytwórczych [8]. Podstawowe znaczenie dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE ma moc i stan techniczny jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Ich moc osiągalna w KSE na 30.09.2024 roku wynosiła ok. 28,8 GW. Tworzą je: 72 kondensacyjne bloki parowe opalane węglem kamiennym i brunatnym, o jednostkowej mocy powyżej 150 MW, przyłączone głównie do sieci przesyłowej 400 kV i 220 kV oraz częściowo do sieci dystrybucyjnej 110 kV o łącznej mocy osiągalnej ok. 23 676 MW, 2 kondensacyjne bloki gazowo-parowe o łącznej mocy 1434 MW opalane gazem ziemnym, 11 bloków elektrowni szczytowo-pompowych, o łącznej mocy ok. 1413 MW, 2 kogeneracyjne bloki parowe opalane węglem o łącznej mocy elektrycznej ok. 212 MW oraz 4 kogeneracyjne bloki gazowo-parowe o łącznej mocy elektrycznej ok. 2042 MW opalane gazem ziemnym. W chwili obecnej w całkowitej mocy JWCD w KSE 82,2% stanowi moc bloków parowych opalanych węglem, z których 16 kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem o łącznej mocy ok. 3,6 GW, przepracowało w KSE już od 45 do ponad 55 lat i będzie musiało zostać wyłączonych z eksploatacji prawdopodobnie w najbliższych dziesięciu latach. Natomiast w latach 2025–2028 do KSE zostaną włączone 4 kondensacyjne bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym o łącznej mocy ok. 2839 MW. Wszystkie te bloki uzyskały kontrakty, każdy na 17 lat, na rynku mocy, począwszy odpowiednio od 2026, 2027 i 2028 roku. Powinno to zapewnić bezpieczeństwo pracy KSE do ok. 2030 roku. Natomiast po tym okresie wystąpi deficyt mocy JWCD w KSE, zagrażający bezpieczeństwu jego pracy, gdyż parowe bloki opalane węglem kamiennym i brunatnym będą permanentnie wycofywane z eksploatacji aż do 2050 roku i w związku z tym zaistnieje potrzeba włączenia do KSE, w miejsce wycofanych kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, nowych JWCD, charakteryzujących się podobną ciągłością i stabilnością pracy, którymi w warunkach Polski, która nie ma dużych zasobów hydroenergetycznych, zgodnie z kryteriami zrównoważonej transformacji energetycznej, mogą być tylko zeroemisyjne energetyczne bloki jądrowe, charakteryzujące się również, ważną dla bezpieczeństwa pracy KSE, ciągłością pracy [14]. Bardzo ważnym wyzwaniem koniecznej transformacji technologicznej źródeł wytwórczych w KSE jest zatem transformacja paliwowa JWCD, które w decydującym stopniu odpowiadają za bezpieczeństwo jego pracy.

Potrzeba rozwoju energetyki jądrowej w Polsce wynika zatem z konieczności zapewnienia, w horyzoncie długoterminowym, bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), które jest niezbędne dla zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do przemysłu, transportu, usług oraz gospodarstw domowych, czyli jest konieczne do bezpiecznego funkcjonowania wszystkich struktur Państwa. Ciągłe i niezakłócone dostawy energii elektrycznej należą do problemu bezpieczeństwa energetycznego Kraju, które jest jednym z elementów Bezpieczeństwa Narodowego, obok bezpieczeństwa terytorialnego, zdrowotnego, żywnościowego i zaopatrzenia w wodę.

Skromne, krajowe zasoby gazu ziemnego, ograniczone jego zasoby światowe, brak w pełni liberalnego rynku międzynarodowego tego paliwa i wysoka cena jednostki jego energii (powyżej 40 zł/GJ) oraz emisyjność CO₂ kondensacyjnych bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym, w wysokości ok. 45% emisyjności bloków parowych opalanych węglem, nie pozwalają uznać gazu ziemnego jako strategicznego paliwa dla JWCD, mających zapewnić bezpieczną pracę KSE w perspektywie długoterminowej. Dlatego wycofywane z eksploatacji JWCD w postaci kondensacyjnych bloków parowych opalanych węglem, z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, powinny być przede wszystkim zastępowane przez zeroemisyjne jądrowe bloki energetyczne, a tylko przejściowo mogą je zastąpić bloki gazowo-parowe opalane gazem ziemnym. Jednak w najbliższym czasie gaz ziemny w elektroenergetyce w Polsce powinien być wykorzystywany przede wszystkim jako paliwo dla wysokosprawnych gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych, których sprawność ogólna (zamiany energii chemicznej paliwa na energię elektryczną i ciepło) jest wyższa od 80% [9].

Wymagana moc JWCD dla zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy KSE zależy od: zapotrzebowania na moc w KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim, średniego rocznego zapotrzebowania na moc w KSE oraz mocy dyspozycyjnej nJWCD. Wyznaczone prognozowane wartości: zużycia energii elektrycznej brutto, obciążenia KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim, planowanych wycofań z eksploatacji JWCD oraz wymaganej mocy JWCD i stanu mocy nJWCD, narastająco na lata 2025, 2030, 2035 i 2040, przedstawiono w Tabeli 5.1, wykorzystując dane, dotyczące obciążeń KSE w szczycie zimowym i szczycie letnim oraz planowanych wycofań z eksploatacji bloków parowych opalanych węglem, z opracowań Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. [23] i Urzędu Regulacji Energetyki [10].

Tabela 5.1
Prognoza bilansu mocy w KSE w latach 2025–2040

Wielkość \ Lata	2025	2030	2035	2040
Prognoza zużycia brutto energii elektrycznej [TWh]	190,7	203,1	216,4	236,4
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu zimowego [GW]	30,3	32,7	35,2	38,1
Prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową dla szczytu letniego [GW]	27,5	30,5	32,7	36,1
Planowane wycofania z ruchu JWCD [GW]	–	1,1	3,6	10,3
Planowana budowa nowych JWCD (gazowo-parowych, opalanych gazem ziemnym) [GW]	–	2,8	2,8	2,8
Prognozowana moc JWCD po wycofaniach z ruchu i zbudowaniu planowanych nowych JWCD [GW]	28,8	30,5	28,0	21,3
Prognozowana moc źródeł rozproszonych (nJWCD) [GW]	32,3	47,8	59,0	71,5
Wymagane nowe moce JWCD [GW]	–	–	3,0	7,0

5.2 Stan rozwoju energetyki jądrowej

5.2.1 Wprowadzenie

W bieżącym roku mija 70 lat rozwoju energetyki jądrowej. Pierwszy na świecie energetyczny blok jądrowy, z reaktorem kanałowym, z chłodziwem w postaci zwykłej wody i moderatorem grafitowym (Light Water-cooled Graphite-moderated Reactor, LWGR), na wzbogacone paliwo, o mocy 5 MW, został uruchomiony 1.12.1954 roku w elektrowni Obnińsk (były ZSRR). W następnych latach zostały uruchomione cztery energetyczne bloki jądrowe z reaktorami gazowo-grafitowymi, z chłodziwem gazowym i moderatorem grafitowym (Graphite-moderated Gas-cooled Reactor, GGR), na uran naturalny, o jednostkowej mocy 60 MW w elektrowni Calder Hall (W. Brytania), odpowiednio: 1.08.1956 roku, 1.02.1957 roku, 1.05.1958 roku i 1.04.1959 roku. W międzyczasie w 1957 roku firma General Electric uruchomiła pierwszy na świecie energetyczny blok jądrowy z reaktorem wodno-wrzącym (Boiling Water Reactor, BWR), na wzbogacone paliwo, o mocy 25 MW w elektrowni Vellecitos (USA), a w 1960 roku energetyczny blok jądrowy z takim samym rodzajem reaktora o mocy 197 MW w elektrowni Dresden. Natomiast w 1958 roku firma Westinghouse Electric Company uruchomiła pierwszy na świecie energetyczny blok jądrowy z reaktorem wodno-ciśnieniowym (Pressurized Water Reactor, PWR), na paliwo wzbogacone, o mocy 60 MW w elektrowni Shippingport (USA). Pierwszy na świecie energetyczny blok jądrowy z reaktorem ciężko-wodnym, z chłodziwem i moderatorem ciężkowodnym (Pressurized Heavy Water Reactor, PHWR), na uran naturalny, o mocy 19 MW, został uruchomiony w Kanadzie 4.01.1962 roku. Wszystkie wyżej wymienione energetyczne bloki jądrowe zostały już wycofane z eksploatacji [17].

5.2.2 Pracujące energetyczne bloki jądrowe

Według stanu na 30.09.2024 roku w 32 krajach było w eksploatacji 440 energetycznych bloków jądrowych o łącznej mocy 400 164 MW. Wyprodukowały one w 2023 roku 2737,7 TWh energii elektrycznej, co stanowiło 9,15% tej energii ogółem wytworzonej na świecie [17]. W pracujących obecnie jądrowych blokach energetycznych przeważają reaktory wodno-ciśnieniowe (PWR), a mianowicie w 311 blokach, reaktory wodno-wrzące (BWR) są na wyposażeniu 60 bloków, reaktory ciężko-wodne (PHWR) w 48 blokach, reaktory lekko-wodne wrzące (LWGR) w 10 blokach (tylko w Rosji, w tym w 7 blokach jako reaktory RBMK), udoskonalone reaktory gazowo-grafitowe (Advanced Gas-cooled Reactor, AGR) w 8 blokach (tylko w W. Brytanii), reaktory prędkie powielające (Fast Breeder Reactor, FBR) pracują w 2. blokach (tylko w Rosji) oraz reaktor wysokotemperaturowy (High Temperature Gas Reactor, HTGR) w 1 bloku (w Chinach). Liczbę reaktorów oraz moc elektrowni jądrowych i wyprodukowaną w nich energię elektryczną w poszczególnych krajach w 2023 roku przedstawiono w Tabeli 5.2 [17]. Udział elektrowni jądrowych w zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej w wybranych krajach w 2023 roku, a w państwach członkowskich w 2022 roku przedstawiono w Tabeli 5.3.

Tabela 5.2

Liczba pracujących jądrowych bloków energetycznych, moc elektryczna i produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, stan na 30.09.2024 r.

L.p.	Kraj	Liczba bloków (reaktorów)	Moc elektrowni jądrowych [MW]	Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych [TWh]	Udział elektrowni jądrowych w produkcji energii elektrycznej ogółem [%]
1	USA	94	98 356	816,2	18,2
2	Francja	56	61 370	338,2	65,1
3	Chiny	56	53 830	434,7	4,6

Stan rozwoju energetyki jądrowej

L.p.	Kraj	Liczba bloków (reaktorów)	Moc elektrowni jądrowych [MW]	Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych [TWh]	Udział elektrowni jądrowych w produkcji energii elektrycznej ogółem [%]
4	Rosja	36	28 879	217,4	18,5
5	Japonia	33	31 679	77,5	7,7
6	Kora Płd.	26	25 957	180,5	29,2
7	Indie	23	7419	48,2	2,5
8	Kanada	19	13 852	89,0	14,1
9	Ukraina	15	13 107	52,4	50,7
10	W. Bryt.	9	5941	40,7	14,3
11	Hiszpania	7	7121	56,8	20,1
12	Szwecja	6	6885	51,9	30,0
13	Czechy	6	3884	31,4	37,0
14	Pakistan	6	3256	22,4	17,4
15	Belgia	5	4943	44,5	46,4
16	Finlandia	5	4394	32,8	42,0
17	Słowacja	5	2255	17,0	63,3
18	Szwajcaria	4	2960	23,4	32,4
19	Węgry	4	1887	15,1	48,8
20	ZEA	4	5380	31,2	19,7
21	Argentyna	3	1627	9,0	8,3
22	Białoruś	2	2 218	11,0	28,8
23	Bułgaria	2	2006	16,5	32,6
24	Taiwan	2	1902	17,8	6,3
25	Brazylia	2	1884	14,6	2,2
26	RPA	2	1860	10,1	4,3
27	Meksyk	2	1552	12,4	4,9
28	Rumunia	2	1300	11,1	19,9
29	Iran	1	915	6,6	1,9
30	Słowenia	1	688	5,7	41,9
31	Holandia	1	482	4,1	3,4
32	Armenia	1	375	2,6	31,0
Świat		440	400 164	2737,7	9,15

Tabela 5.3

Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach zeroemisyjnych w wybranych krajach w 2023, w tym w państwach członkowskich UE w 2022 roku

L.p.	Kraj	Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach zeroemisyjnych [%]	Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach wykorzystujących OZE [%]	Udział produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych [%]
1	Szwecja	97,30	67,30	30,00
2	Francja	91,98	26,90	65,08
3	Brazylia	90,98	88,94	2,04

L.p.	Kraj	Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach zeroemisyjnych [%]	Udział produkcji energii elektrycznej w źródłach wykorzystujących OZE [%]	Udział produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych [%]
4	Finlandia	90,20	49,20	41,00
5	Słowacja	81,70	21,70	60,00
6	Kanada	80,59	66,53	14,06
7	Słowenia	72,30	30,40	41,90
8	Belgia	71,30	24,90	46,40
9	Hiszpania	70,49	50,35	20,14
10	Węgry	65,20	21,00	44,20
11	Rumunia	62,40	42,50	19,90
12	W. Brytania	61,52	42,27	14,25
13	Bułgaria	51,60	19,00	32,60
14	Czechy	49,70	12,70	37,00
15	Holandia	41,20	15,30	3,40
16	USA	39,83	21,67	18,16
17	Rosja	36,20	17,75	18,45
18	Chiny	35,20	30,60	4,60
Świat		39,19	30,04	9,15

5.2.3 Stan technologii energetycznych bloków jądrowych dużej mocy

W chwili obecnej w dziedzinie systemowych, energetycznych bloków jądrowych dużej mocy zdecydowaną przewagę komercyjną uzyskały bloki z reaktorami PWR generacji III+. Zostały one wyposażone przede wszystkim w pasywne systemy awaryjnego chłodzenia rdzenia reaktora i wzmocnione obudowy bezpieczeństwa, a kinetyka zachodzących zjawisk jądrowych w rdzeniu tych reaktorów charakteryzuje się ujemnym temperaturowym współczynnikiem reaktywności. Wszystkie te elementy zapewniają tym reaktorom najwyższy stopień bezpieczeństwa. Do energetycznych bloków jądrowych z reaktorami PWR generacji III+ należą bloki: AP 1000 firmy Westinghouse (USA), które obecnie są budowane również w Chinach jako reaktory CAP 1000, EPR 1600 firmy EdF (Francja), Hualong 1 (Chiny), APR 1400 firmy Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP; Korea Płd.) i VVER 1200 firmy Rosatom (Rosja). Z tej grupy energetycznych bloków jądrowych 29 bloków już pracuje w systemach elektroenergetycznych w 8 krajach, mianowicie: w Chinach (10), w Korei Płd. (4), w ZEA (4), w Rosji (4), w Pakistanie (2), na Białorusi (2), w USA (2) i w Finlandii (1), a 41 jest w budowie również w 8 krajach, a mianowicie: w Chinach (23), w Turcji (4), w Egipcie (4), w Rosji (3), w Bangladeszu (2), w Korei Płd. (2), w W. Brytanii (2) i we Francji (1). Zestawienie pracujących energetycznych bloków jądrowych z reaktorami PWR generacji III+ przedstawiono w Tabeli 5.4. Należy podkreślić, że bloki te uzyskały już pełną dojrzałość konstrukcyjną, eksploatacyjną i komercyjną. Spośród 5 rodzajów energetycznych bloków jądrowych z reaktorami PWR generacji III+ bloki AP 1000 firmy Westinghouse uzyskały najdłuższe doświadczenie eksploatacyjne, a mianowicie: 3 takie bloki pracują w Chinach już 6 lat (2 bloki w elektrowni Sanmen i 1 blok w elektrowni Haiyang), a 1 blok również w Chinach pracuje 5 lat (w elektrowni Haiyang). Dotychczasowa eksploatacja tych bloków była praktycznie bezawaryjna, a ich czas wykorzystania mocy zainstalowanej był w przedziale 90% – 92%, czyli 7880 godz./rok – 8060 godz./rok [17]. Wyniki te skłoniły inwestorów chińskich do rozpoczęcia

Tabela 5.4

Pracujące jądrowe bloki energetyczne z reaktorami PWR generacji III+

L.p.	Kraj	Nazwa elektrowni	Typ reaktora	Moc bloku [MW]	Rok oddania do eksploatacji
1	Korea Płd.	Saeul-ro	APR 1400	1416	2016
2	Rosja	Nowoworoneż	VVER 1200	1114	2017
3	Rosja	Leningrad II	VVER 1200	1085	2018
4	Chiny	Sanmen	AP 1000	1157	2018
5	Chiny	Sanmen	AP 1000	1157	2018
6	Chiny	Haiyang	AP 1000	1170	2018
7	Chiny	Taishan	EPR 1600	1660	2018
8	Chiny	Taishan	EPR 1600	1660	2019
9	Chiny	Haiyang	AP 1000	1170	2019
10	Rosja	Nowoworoneż	VVER 1200	1114	2019
11	Korea Płd.	Saeul-ro	APR 1400	1418	2019
12	ZEA	Barakah	APE 1400	1345	2021
13	Rosja	Leningrad II	VVER 1200	1085	2021
14	Pakistan	Karachi	Hualong 1	1014	2021
15	Białoruś	Ostrowiec	VVER 1200	1109	2021
16	Chiny	Fuding	Hualong 1	1000	2021
17	ZEA	Barakah	APR 1400	1345	2022
18	Korea Płd.	Shin-Hanul	APR 1400	1340	2022
19	Chiny	Fuding	Hualong 1	1000	2022
20	Pakistan	Karachi	Hualong 1	1014	2022
21	USA	Vogtle	AP 1000	1117	2023
22	ZEA	Barakah	APR 1400	1345	2023
23	Białoruś	Ostrowiec	VVER 1200	1109	2023
24	Chiny	Fangchenggang	Hualong 1	1000	2023
25	Finlandia	Olkiluoto	EPR 1600	1600	2023
26	USA	Vogtle	AP 1000	1117	2024
27	ZEA	Barakah	APR 1400	1345	2024
28	Korea Płd.	Shin-Hanul	APR 1400	1340	2024
29	Chiny	Fangchenggang	Hualong 1	1000	2024

budowy dalszych 8 energetycznych bloków jądrowych z tymi reaktorami (następne 4 uzyskały pozwolenie na budowę), a wśród planowanych do budowy w Chinach 34 nowych bloków jądrowych, wszystkich z reaktorami PWR generacji III+, 22 bloki są z reaktorami CAP 1000.

W ostatnich 14-stu latach rozpoczęcie budowy systemowych energetycznych bloków jądrowych z reaktorami innymi niż PWR dotyczyło tylko kilku bloków z reaktorami ciężko-wodnymi, hinduskiej odmiany (IPHWR) kanadyjskiego reaktora PHWR (CANDU). Sześć takich bloków jest w chwili obecnej budowanych w Indiach. Natomiast 2 ostatnie energetyczne bloki jądrowe z reaktorami CANDU w elektrowni Darlington w Kanadzie zostały oddane do eksploatacji 31 lat temu w 1993 roku.

Po awarii w elektrowni jądrowej Fukushima Daiichi (2011) nastąpiło całkowite zahamowanie budowy nowych systemowych energetycznych bloków jądrowych dużej mocy z reaktorami wodno-wrzącymi BWR, ABWR (Advanced Boiling Water Reactor) i ESBWR (Economic Simplified Boiling Water Reactor). Z czynnych na świecie 60 jądrowych bloków energetycznych z reaktorami BWR (ABWR) pracuje obecnie tylko 35 bloków firmy General Electric (31 w USA, 2 w Meksyku, 1 w Hiszpanii i 1 w Szwajcarii) oraz 6 bloków szwedzkiej firmy ASEA (4 w Szwecji i 2 w Finlandii). W Japonii po tej awarii zostały wyłączone z eksploatacji wszystkie 32 jądrowe bloki energetyczne z reaktorami BWR (ABWR), z których 17 jest cały czas modernizowanych i oczekuje na włączenie do pracy w systemie elektroenergetycznym, a pozostałe zostały trwale wyłączone z eksploatacji. W Japonii w chwili obecnej pracuje tylko 12 jądrowych bloków energetycznych, wszystkie z reaktorami PWR firmy Mitsubishi, o jednostkowych mocach od 780 MW do 1127 MW. W Indiach dwa jedynie pracujące bloki z reaktorami BWR zostały bezterminowo wyłączone z eksploatacji w celu wykonania prac modernizacyjnych. W USA ostatni jądrowy blok energetyczny z reaktorem BWR, o mocy 1134 MW, został oddany do eksploatacji w 1990 roku w elektrowni Limerick, a w budowie ani w planach nie ma obecnie żadnego nowego systemowego jądrowego bloku energetycznego z reaktorem BWR (ABWR, ESBWR). W Japonii ostatnie 2 jądrowe bloki energetyczne z reaktorami ABWR o mocy 1325 MW zostały oddane do eksploatacji w 2005 roku w elektrowniach Hamaoka i Shika. Natomiast budowa 2. jądrowych bloków energetycznych z reaktorami ABWR w elektrowni Shiname (rozpoczęcie budowy w 2007 roku) i Oma (rozpoczęcie budowy w 2010 roku) po awarii w elektrowni jądrowej Fukushima Daiichi, została na czas nieokreślony wstrzymana. W Rosji po awarii w elektrowni jądrowej w Czernobylu nie rozpoczęto budowy żadnego nowego bloku jądrowego z kanałowym reaktorem wodno-wrzącym typu rosyjskiego (RBMK), a ostatni tego typu blok został oddany do eksploatacji w elektrowni jądrowej Smoleńsk w 1990 roku [17].

5.2.4 Energetyczne bloki jądrowe w budowie

Według stanu na dzień 30 września 2024 roku, w 15 krajach w budowie było 67 energetycznych bloków jądrowych o łącznej mocy 65 323 MW [18]. Nowe jądrowe bloki energetyczne są budowane przede wszystkim w krajach Azji (44 bloki), a mianowicie w: Chinach (26), Indiach (11), Korei Płd. (2), Bangladeszu (2), Japonii (2) i Iranie (1) oraz w krajach Europy (16 bloków), a mianowicie: w Rosji (6), w Turcji (4), w W. Brytanii (2), na Ukrainie (2), we Francji (1) i na Słowacji (1). Pozostałe 7 energetycznych bloków jądrowych jest budowanych w Afryce oraz Ameryce Południowej i Ameryce Północnej, a mianowicie w: Egipcie (4), Argentynie (1), Brazylii (1) i w USA (1). W najbliższych latach do grona użytkowników elektrowni jądrowych dołączą zatem Bangladesz i Turcja. Wśród 67. budowanych nowych energetycznych bloków jądrowych przeważają bloki z reaktorami PWR (54 bloki), pozostałe 13 bloków to: 6 bloków z ciśnieniowymi reaktorami ciężko-wodnymi IPHWR (Indie), 5 bloków z prędkimi reaktorami powielającymi FBR (Chiny 2, Indie 1, USA 1 i Rosja 1), oraz 2 bloki z reaktorami wodno-wrzącymi ABWR (Japonia 2). Należy podkreślić, że wśród 54 budowanych energetycznych bloków jądrowych z reaktorami PWR 41 stanowią bloki jądrowe z reaktorami PWR generacji III+ (17 VVRR 1200, 11 Hualong 1, 8 AP 1000 – jako chińskie CAP 1000, 3 EPR 1600 i 2 APR 1400). Zestawienie energetycznych bloków jądrowych w budowie przedstawiono w Tabeli 5.5 [17].

Tabela 5.5
Jądrowe bloki energetyczne w budowie, stan na 30.09.2024 roku

L.p.	Kraj	Liczba bloków (reaktorów)	Typy reaktorów	Sumaryczna moc [MW]
1	Chiny	26	11 (Hualong1), 8 (CAP 1000), 4 (VVER 1200), 2 (SFR 642), 1 (ACP 100)	27 124

L.p.	Kraj	Liczba bloków (reaktorów)	Typy reaktorów	Sumaryczna moc [MW]
2	Indie	11	6 (IPHWR 700), 4 (VVER 1000), 1 (SFRR 490)	7938
3	Rosja	6	2 (VVER TOI), 2 (RITM 53), 1 (VVER 1200), 1 (FBR 280)	3725
4	Egipt	4	4 (VVER1200),	4800
5	Turcja	4	4 (VVER 1200)	4456
6	Bangladesz	2	2VVER 1200)	2160
7	Japonia	2	2 (ABWR 1325)	2650
8	Korea Płd.	2	2 (APR 1400)	2800
9	Ukraina	2	2 (VVER 1000)	1900
10	W. Bryt.	2	2 (EPR 1600)	3200
11	Argentyna	1	2 (CAREM 25)	25
12	Brazylia	1	1 (PRE KONVOI)	1245
13	Francja	1	1 (EPR 1600)	1600
14	Iran	1	1 (VVER 1000)	915
15	Słowacja	1	1 (VVER 440)	440
16	USA	1	1 (SFR 345)	345
Razem		67		65 323

5.2.5 Stan rozwoju modułowych reaktorów jądrowych małej mocy

Po przyjęciu Porozumienia klimatycznego przez 195 krajów na 21. Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmiany Klimatu w Paryżu w 2015 roku wzrosło zainteresowanie zeroemisyjnymi, charakteryzującymi się ciągłością i sterowalnością pracy źródłami energii elektrycznej, nie tylko dla dużych systemów elektroenergetycznych, ale również dla energetyki przemysłowej i komunalnej, do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła do celów technologicznych i ogrzewania, o zróżnicowanej mocy, ale mniejszej niż moce rzędu 1000 MW systemowych energetycznych bloków jądrowych, a równocześnie charakteryzującymi się krótszymi czasami budowy i niższymi całkowitymi kosztami inwestycyjnymi. Bloki takie powinny charakteryzować się poza tym wysokim bezpieczeństwem, aby mogły być budowane w stosunkowo bliskiej odległości od zakładów przemysłowych lub osiedli mieszkaniowych, ze względu na kryterium ograniczonej odległości przysyłania ciepła, to znaczy w odległości znacznie bliższej od takich obiektów niż, z zasady są budowane, energetyczne bloki jądrowe dużej mocy. Należy podkreślić również, że niektóre procesy technologiczne w przemyśle wymagają parametrów ciepła znacznie wyższych niż te, które można uzyskać w tradycyjnych reaktorach PWR i BWR. Wyższych temperatur będzie wymagało również zastosowanie reaktorów jądrowych do wytwarzania zielonego wodoru (w procesach zeroemisyjnych). Poza tym aktualnym problemem pozostaje cały czas, praktycznie od początku rozwoju energetyki jądrowej, a mianowicie wytwarzanie sztucznych paliw jądrowych Pu239 i U233, z materiałów paliworodnych takich jak U238 i Th232, których zasoby w przyrodzie są znacznie większe niż naturalnego paliwa jądrowego w postaci

U235. Wszystkie te wymagania sprawiły, że prace badawcze i rozwojowe w zakresie modułowych reaktorów małej mocy (Small Modular Reactors, SMR) i modułowych reaktorów bardzo małej mocy (Micro Modular Reactors, MMR) są prowadzone na świecie w bardzo szerokim zakresie.

W kilkunastu krajach są prowadzone prace badawcze, rozwojowe i wdrożeniowe nad ponad 70. różnymi projektami SMR-ów. Można je podzielić na dwie grupy: 1) reaktory lekko-wodne generacji III+ i 2) reaktory generacji IV. Do SMR-ów generacji III+ należą reaktory BWR, PWR i iPWR (zintegrowane z obiegiem naturalnym). Natomiast do reaktorów generacji IV zalicza się przede wszystkim SMR-y jako reaktory prędkie powielające (Fast Breeder Reactor, FBR) z chłodziwem w postaci ciekłych metali (Liquid Metal Fast Reactor, LMFR), w tym ciekłego sodu (Sodium-cooled Fast Reactor, SFR) i ciekłego ołowiu (Lead-cooled Fast Reactor, LFR) oraz stopionych soli (Molten Salt Reactor, MSR). W niektórych ośrodkach badawczych są prowadzone również prace koncepcyjne w dziedzinie reaktorów prędkich chłodzonych gazem (Gas-cooled Fast Reactor, GFR) i parą o parametrach nadkrytycznych (Supercritical Water Reactor, SCWR). Do SMR-ów generacji IV zalicza się również reaktory termiczne wysokotemperaturowe, z moderatorem grafitowym i chłodziwem gazowym (High Temperature Gas Reactor, HTGR). SMR-y prędkie powielające typu: SFR, LFR, GFR i SCWR wykorzystują cykl paliwowy U238 – Pu239, a MSR-y cykl Th232 – U233. SMR-y generacji III+ (BWR, PWR i iPWR) pozwalają na uzyskiwanie temperatur chłodziwa na wyjściu z reaktora w zakresie 280–320°C i sprawności obiegu parowego bloku energetycznego w zakresie 26–31%, SMR-y prędkie, generacji IV (LMFR i MSR) temperatury w zakresie 600–700°C i sprawności w zakresie 32–35%, a HTGR-y temperatury w zakresie 750–850°C i sprawności ok. 40%.

Niektóre koncepcje SMR-ów są nowe a niektóre wywodzą się ze zrealizowanych wcześniej wdrożeń. Do tych ostatnich należą przede wszystkim technologie LMFR, w tym szczególnie SFR. Pierwszy na świecie doświadczalny reaktor SFR został uruchomiony już w 1957 roku w USA i pracował z energetycznym blokiem jądrowym o mocy 6,5 MW w latach 1957–1964. Energetyczne bloki jądrowe z reaktorami SFR zostały również zbudowane i pracowały jako prototypowe bloki energetyczne: w USA blok o mocy 61 MW (1966–1972), w W. Brytanii bloki o mocy 11 MW (1962–1977) i o mocy 234 MW (1976–1994), we Francji blok o mocy 130 MW (1974–2010) i w Japonii blok o mocy 246 MW (1995–2010). Natomiast we Francji został zbudowany i pracował jako komercyjny energetyczny blok jądrowy (Superphenix) o mocy 1200 MW (1986–1998). Dwa komercyjne bloki z reaktorami SFR zbudowane w Rosji pracują do chwili obecnej w elektrowni Biełojarsk o mocy 560 MW (uruchomiony w 1981 r.) i o mocy 789 MW (uruchomiony w 2015 roku). W chwili obecnej w budowie jest 5 bloków jądrowych z reaktorami SFR: w Chinach dwa o mocy 642 MW każdy (rozpoczęcie budowy w 2017 roku i 2020 roku), w Indiach jeden o mocy 490 MW (rozpoczęcie budowy w 2004 roku), w Rosji jeden o mocy 280 MW (rozpoczęcie budowy w 2021 roku) i w USA jeden o mocy 345 MW (rozpoczęcie budowy w 2024 roku).

Realizacje praktyczne w przeszłości miały również SMR-y typu HTGR, a mianowicie: pierwszy na świecie przemysłowy energetyczny blok jądrowy z reaktorem HTGR został zbudowany przez firmę General Atomics w USA o mocy 330 MW i pracował w elektrowni w Fort Saint Vrain w latach 1979–1989, a drugi w Niemczech o mocy 296 MW i pracował w latach 1987–1988. Natomiast blok jądrowy z reaktorem HTGR o mocy 210 MW, z innowacyjnym rozwiązaniem w postaci paliwa TRISO, został uruchomiony w Chinach w 2023 roku. Wstępne prace badawczo-rozwojowe nad SMR-ami typu HTGR są prowadzone również w Narodowym Centrum Badań Jądrowych w Polsce we współpracy z Japońską Agencją Energii Jądrowej (Japan Atomic Energy Agency).

Na etapie wdrożeniowym są również prace nad SMR-ami generacji III+, a mianowicie w budowie są następujące prototypowe energetyczne bloki jądrowe z reaktorami typu iPWR: w Argentynie blok CAREM o mocy 25 MW, w Rosji dwa bloki RITM 200 o mocy po 53 MW i w Chinach blok ACP 100 o mocy 100 MW. Na pozwolenie na budowę w elektrowni Darlington w Kanadzie czeka natomiast SMR typu BWRX-300 o mocy 300 MW. Jego projekt jest oparty na konstrukcji reaktora ESBWR firmy GE Hitachi o mocy 1600 MW z obiegiem natu-

ralnym. Blok ten jednak nie został dotychczas nigdzie zbudowany. W historii energetyki jądrowej tylko dwa bloki z reaktorami BWR z obiegiem naturalnym zostały zbudowane i krótko pracowały, a mianowicie: blok z reaktorem BWR o mocy 63 MW w elektrowni Humboldt Bay w USA (1963–1976) i blok z reaktorem BWR o mocy 55 MW w elektrowni Doolewaard w Holandii (1969–1976).

Powyższe omówienie stanu rozwoju jądrowych bloków energetycznych z reaktorami modułowymi małej mocy (SMR) pozwala na stwierdzenie, że są one na początkowym etapie rozwoju i należy obserwować dalszy postępy w tym zakresie, a rozpoczęcie w Polsce budowy energetycznych bloków jądrowych z takimi reaktorami powinien być przesunięty do czasu, gdy z bardzo dużej liczby obecnie rozwijanych projektów niektóre z nich uzyskają dojrzałość konstrukcyjną, eksploatacyjną i komercyjną. Należy jednak dodać, że istnieje pewna niepewność co do ich konkurencyjności ekonomicznej. Problem polega na tym czy SMR-y będą w stanie skompensować przewagę ekonomii skali dużych energetycznych bloków jądrowych ekonomią modułowości i masowej produkcji SMR-ów. W chwili obecnej nie ma jeszcze komercyjnych ofert budowy energetycznych bloków jądrowych z reaktorami typu SMR.

5.2.6. Program polskiej energetyki jądrowej

Poza budowanymi 67. nowymi energetycznymi blokami jądrowymi wiele krajów planuje budowę dalszych jądrowych jednostek wytwórczych, w tym najwięcej: Chiny (34 bloki), Rosja (33 bloki), Indie (8 bloków) i Francja (6 bloków). W najbliższych latach na świecie jest planowana budowa łącznie ponad 100 jądrowych bloków energetycznych, w zdecydowanej większości z reaktorami typu PWR generacji III+, jako najbardziej dojrzałymi konstrukcyjnie i najbardziej bezpiecznymi w eksploatacji. Wejście na drogę energetyki jądrowej planuje kilka nowych krajów, w tym Polska [11].

Prace przygotowawcze do budowy elektrowni jądrowych w Polsce prowadzą trzy instytucje: Polskie Elektrownie Jądrowe Sp. z o.o. (spółka należąca w 100% do Skarbu Państwa), PGE PAK Energia Jądrowa S.A. (spółka z udziałami po 50% PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. i ZE PAK S.A.) oraz Orlen Synthos Green Energy Sp. z o.o. (spółka koncernów Orlen S.A. i Synthos S.A.).

Najdalej są zaawansowane prace prowadzone przez Polskie Elektrownie Jądrowe, jako inwestora i przyszłego operatora elektrowni jądrowej w miejscowości Lubiato-Kopalino, w gminie Choczewo o mocy 3750 MW, z trzema jądrowymi blokami energetycznymi wyposażonymi w reaktory PWR generacji III+ AP 1000 firmy Westinghouse Electric Company. Biorąc pod uwagę stan rozwoju systemowych, energetycznych reaktorów jądrowych dużej mocy, omówiony w punkcie 5.2.3, zawężenie wyboru technologii (rodzajów jądrowych bloków energetycznych) dla Polskiego programu energetyki jądrowej do reaktorów PWR generacji III+, należy uznać za słuszne, a wybór reaktora AP 1000 firmy Westinghouse Electric Company dla pierwszej elektrowni jądrowej na Pomorzu (w miejscowości Lubiato-Kopalino) za uzasadniony. Inwestor tej elektrowni przeszedł już długą drogę prac przygotowawczych do tej trudnej inwestycji, a mianowicie: uzyskał w dniu 12.07.2023 roku od Ministra Klimatu i Środowiska decyzję zasadniczą dla tej inwestycji, uznając ją jako zgodną z interesem publicznym i polityką energetyczną Państwa, uzyskał w dniu 19.09.2023 roku od Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska (GDOŚ) decyzję środowiskową (środowiskowe uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia) dla budowy i eksploatacji tej elektrowni jądrowej i uzyskał w dniu 22.09.2023 roku od Wojewody Pomorskiego decyzję lokalizacyjną dla budowy tej elektrowni w miejscowości Lubiato-Kopanino w gminie Choczewo. W dniu 27.09.2023 roku Polskie Elektrownie Jądrowe podpisały z konsorcjum Westinghouse-Bachtel umowę na zaprojektowanie (Engineering Services Contract) pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce.

W najbliższym czasie, przed uzyskaniem od Państwowej Agencji Atomistyki pozwolenia na budowę, przed inwestorem tej inwestycji stoją jeszcze poważne zadania polegające na: wybu-

dowaniu infrastruktury komunikacyjnej (drogowej, kolejowej i morskiej) oraz energetycznej i lokalowej na miejscu budowy, uzyskania od Komisji Europejskiej notyfikacji modelu finansowania inwestycji z elementami pomocy publicznej w postaci gwarancji Skarbu Państwa na zakup energii elektrycznej w ramach dwukierunkowego kontraktu różnicowego oraz podpisania kontraktu EPC (Engineering Procurement and Construction) z Konsorcjum Westinghouse-Bechtel na budowę elektrowni. Efektywna, bez opóźnień, realizacja tych zadań będzie miała bardzo duży wpływ na zakończenie z powodzeniem i bez opóźnień całej inwestycji to znaczy oddanie pierwszego bloku elektrowni do eksploatacji w 2035 roku.

Spółka PGE PAK Energia Jądrowa S.A. prowadzi prace przygotowawcze do budowy elektrowni jądrowej w Koninie-Pątnowie o mocy 2800 MW, z dwoma reaktorami APR 1400 koreańskiej firmy Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP). Spółka uzyskała od Ministra Klimatu i Środowiska decyzję zasadniczą dla tej inwestycji. Od kilku miesięcy jest jednak wyraźnie widoczne spowolnienie prac przygotowawczych do tej inwestycji, prawdopodobnie z powodu niejasnego, od pewnego czasu, stanowiska udziałowców Spółki PGE PAK Energia Jądrowa. Należy jednak podkreślić kilka zalet Konina jako miejsca dla przyszłej elektrowni jądrowej. Konin leży w środku obciążeń elektroenergetycznych KSE i ma dobre połączenia sieciami przesyłowymi 400 kV i 220 kV z Zachodem, Wschodem, Północą i Południem Polski. Bloki parowe opalane węglem brunatnym pracujące w elektrowni Pątnów zostaną wyłączone z eksploatacji już ok. 2030 roku, najwcześniej w porównaniu z innymi elektrowniami opalаныmi węglem w Polsce. Dlatego ten region mógłby być oddany już wtedy z całą istniejącą infrastrukturą do dyspozycji budowy elektrowni jądrowej. Rejon Konina w północnej części jest bogaty w duże jeziora (m.in. Jezioro Pątnowskie i Jezioro Gosławickie), pozwalające na realizację otwartego układu chłodzenia elektrowni. W Koninie mieszka doświadczona kadra energetyków, a także w Koninie i Wielkopolsce jest bardzo wysoki stopień akceptacji społecznej dla rozwoju energetyki jądrowej. Rada Miasta w dniu 24 czerwca 2024 roku podjęła w tej sprawie jednomyślną uchwałę, a w październiku 2024 roku stanowisko popierające realizację projektu budowy elektrowni jądrowej w Koninie – Pątnowie przyjął Zarząd Stowarzyszenia Gmin i Powiatów Wielkopolski.

Spółka Orlen Synthos Green Energy prowadzi dość intensywne przygotowania do budowy energetycznych bloków jądrowych z reaktorami firmy GE Hitachi (GEH) typu SMR BWRX-300 w kilku lokalizacjach w Polsce. Opóźnianie się rozpoczęcia budowy energetycznych bloków jądrowych z tymi reaktorami w elektrowni Darlington w Kanadzie, z powodu braku do tej chwili pozwolenia na budowę, oraz braku doświadczenia eksploatacyjnego z takimi jądrowymi blokami energetycznymi, może mieć wpływ na realizację inwestycji z tymi blokami w Polsce.

Należy podkreślić duży potencjał badawczy w dziedzinie energetyki jądrowej w Polsce, przede wszystkim w postaci trzech instytutów naukowo badawczych: Narodowego Centrum Badań Jądrowych, Instytutu Chemii i Techniki Jądrowej oraz instytutu Fizyki Jądrowej PAN, a także naukowy i dydaktyczny w kilku Politechnikach i Uniwersytetach.

Podkreślenia wymaga realizacja przez Narodowe Centrum Badań Jądrowych we współpracy z Japońską Agencją Energii Jądrowej (Japan Atomic Energy Agency) projektu HTGR-POLA, związanego z reaktorem HTGR generacji IV. Reaktor HTGR wydaje się być perspektywiczną koncepcją reaktora typu SMR dla Polski. Polska nie będzie z pewnością budować SMR-ów IV generacji typu LMFR ani MSR, a SMR-y generacji III+ mogą nie spełniać, swoimi parametrami czynnika roboczego na wyjściu z reaktora, wszystkich przyszłościowych oczekiwań przemysłu i energetyki. Rozpoczęty proces badawczo-rozwojowy w Narodowym Centrum Badań Jądrowych nad reaktorami HTGR, po zbudowaniu doświadczalnego bloku jądrowego typu HTGR o mocy cieplnej ok. 30 MW, i uzyskaniu dzięki jego pracy niezbędnego doświadczenia eksploatacyjnego z takimi reaktorami, ma pewne szanse na zbudowanie w Polsce przemysłowego energetycznego bloku jądrowego z reaktorem HTGR o mocy cieplnej ok. 200 MW i elektrycznej ok. 80 MW ok. 2040 roku.

5.3 Technologie wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujące odnawialne źródła energii

Nadrzędnym kryterium transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w każdym systemie elektroenergetycznym, której celem jest dążenie do zeroemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej, jak podkreślano już wyżej, musi być zapewnienie bezpieczeństwa jego pracy. Zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w systemie elektroenergetycznym Polski, która nie posiada dużych zasobów hydroenergetycznych, pozwalających na budowę w nim elektrowni wodnych dużej mocy, które mogłyby zapewnić bezpieczną, to znaczy ciągłą i stabilną jego pracę, musi opierać się na zamianie obecnie pracujących elektrowni opalanych paliwami kopalnymi na zeroemisyjne źródła wytwórcze wykorzystujące odnawialne źródła energii (OZE), których praca w przeważającej części jest jednak zależne od warunków pogodowych, i na charakteryzujące się ciągłością pracy zeroemisyjne elektrownie jądrowe.

W niniejszej opinii założono, że w procesie transformacji energetycznej w Polsce będą rozwijane technologie wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujące wszystkie rodzaje odnawialnych źródeł energii (OZE), jednak w zakresie biorącym pod uwagę: dostępność danego rodzaju OZE, potrzeby (możliwość zużycia wytworzonej energii elektrycznej w przeważającej części w chwili jej wytwarzania) oraz kryterium efektywności ekonomicznej. Do tych technologii należą:

- 1) elektrownie wodne przepływowe,
- 2) elektrownie fotowoltaiczne,
- 3) lądowe elektrownie wiatrowe (onshore),
- 4) morskie elektrownie wiatrowe (offshore),
- 5) elektrociepłownie opalane biomasą,
- 6) elektrociepłownie opalane biogazem.

Wszystkie wyżej wymienione technologie uzyskały na świecie pełną dojrzałość technologiczną i komercyjną.

Polska ma bardzo skromne zasoby hydroenergetyczne, pozwalające na budowę elektrowni wodnych przepływowych. Moc obecnie pracujących elektrowni wodnych przepływowych w Polsce wynosi ok. 980,2 MW, których średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej wynosi jednak niewiele powyżej 2 tys. godz./rok. Dlatego roczna ich produkcja energii elektrycznej nie przekracza zwykle 2,4 TWh, a średnio w latach 2020–2023 wynosiła 2,2 TWh, co obecnie stanowi ok. 1,3% produkcji energii elektrycznej ogółem. W wykonanych analizach założono, że produkcja energii elektrycznej w elektrowniach wodnych przepływowych w Polsce wyniesie: ok. 2,6 TWh w 2030 roku, ok. 2,8 TWh w 2040 roku i ok. 3,0 TWh w 2050 roku, a udział w wytwarzaniu energii elektrycznej ogółem tych elektrowni osiągnie tylko ok. 1,3% w 20230 roku, ok. 1,2% w 20240 roku i ok. 1,1% w 2050 roku. Z nowych inwestycji w tej dziedzinie, które mogą mieć pewien wpływ na pracę KSE można wymienić planowaną budowę elektrowni wodnej przepływowej w miejscowości Siarzewo, na Dolnej Wiśle, o mocy ok. 80 MW. Koszt jej budowy jest szacowany na ok. 4,5 mld zł, co oznacza wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne w wysokości ok. 56 mln zł/MW. Niestety jej budowa nie jest przewidywana w bliżej określonej perspektywie. Budowa elektrowni wodnych w Polsce jest wspierana finansowo systemem aukcyjnym, dla zwycięzców aukcji gwarancją zakupu wyprodukowanej energii elektrycznej przez 15 lat z maksymalną (referencyjną) ceną 778 zł/MWh dla elektrowni o mocy od 0,5 MW do 1 MW i ceną 745 zł/MWh dla elektrowni o mocy powyżej 1 MW [18].

Najbardziej dynamicznie spośród wszystkich źródeł energii elektrycznej wykorzystujących OZE, od kilku lat na świecie, rozwija się budownictwo elektrowni fotowoltaicznych. Dotyczy to również Polski. Wyjątkowym czasem w tym zakresie w Polsce był 2023 rok, w którym zbudowano elektrownie fotowoltaiczne o łącznej mocy ok. 4,7 GW, co stanowi roczny przyrost ok. 39%. Był on jednym z największych na świecie. Średni roczny przyrost nowych mocy w elektrowniach fotowoltaicznych w 2023 roku na świecie wynosił bowiem ok. 34,4%. Dotychczas w Polsce największy udział w mocy elektrowni fotowoltaicznych mają mikroelektrownie prosu-

menckie o mocy do 50 kW. Ich liczba na koniec 2023 roku wynosiła ponad 1,4 mln, a łączna moc ok. 11,2 GW, co stanowiło ponad połowę (ok. 64%) całkowitej mocy zbudowanych elektrowni fotowoltaicznych, która wynosiła ok. 17,2 GW [19]. Po zmianie sposobu rozliczania, z dniem 1.04.2022 r., energii elektrycznej wytwarzanej w mikroelektrowniach prosumenckich z net metering na net billing, dynamika przyrostu nowych mocy prosumenckich instalacji fotowoltaicznych poważnie się zmniejsza. Już w 2023 roku był wyraźnie widoczny trend większych przyrostów budowy elektrowni fotowoltaicznych o mocy powyżej 1 MW, czyli elektrowni komercyjnych [19]. Przewiduje się, że ta tendencja będzie utrzymywała się również w przyszłości. W analizach związanych z niniejszą opinią przyjęto, że moc zainstalowana elektrowni fotowoltaicznych w Polsce osiągnie wartość ok. 22 GW w 2030 roku, ok. 32,5 GW w 2040 roku i ok. 40,5 GW w 2050 roku, a udział w wytwarzaniu energii elektrycznej ogółem tych elektrowniach osiągnie ok. 9,9% w 2030 roku, ok. 12,4% w 2040 roku i ok. 13,5% w 2050 roku, w tym w mikroelektrowniach prosumenckich, odpowiednio ok. 5%, ok. 6% i ok. 6%. Budowa elektrowni fotowoltaicznych w Polsce jest finansowo wspierana: mikroelektrowni prosumenckich programami „Mój prąd” i „Czyste powietrze”, a systemem aukcyjnym elektrowni komercyjnych, dla zwycięzców aukcji gwarancją zakupu wyprodukowanej energii elektrycznej przez 15 lat z ceną maksymalną 414 zł/MWh dla elektrowni o mocy do 1 MW i ceną 389 zł/MWh dla elektrowni o mocy powyżej 1 MW [18].

Do elektrowni, które poza elektrowniami wodnymi, najwcześniej zaczęły na szeroką skalę wykorzystywać OZE do wytwarzania energii elektrycznej są lądowe elektrownie wiatrowe. Ich moc na świecie na 31.12.2023 roku osiągnęła wartość ok. 945,5 GW, a w Polsce ok. 1% tej wartości (ok. 9,5 GW na 30.06.2024 r.). W analizach związanych z niniejszą opinią przyjęto, że moc zainstalowana w lądowych elektrowniach wiatrowych w Polsce osiągnie wartość ok. 12,1 GW w 2030 roku, ok. 16,1 GW w 2040 roku i ok. 18,0 GW w 2050 roku, a udział tych elektrowni w wytwarzaniu energii elektrycznej osiągnie ok. 13,1% w 2030 roku, ok. 15,0% w 2040 roku i ok. 14,6% w 2050 roku. Budowa lądowych elektrowni wiatrowych w Polsce jest finansowo wspierana systemem aukcyjnym, dla zwycięzców aukcji gwarancją zakupu wyprodukowanej w nich energii elektrycznej przez 15 lat z ceną maksymalną 378 zł/MWh dla elektrowni o mocy do 1 MW i 324 zł/MWh dla elektrowni o mocy powyżej 1 MW [18,21].

Od kilku lat istnieje duże zainteresowanie w Polsce budową morskich elektrowni wiatrowych. Ich moc zainstalowana na świecie na 31.12.2023 roku wynosiła ok. 75,1 GW, co stanowiło ok. 7,4% łącznej mocy lądowych i morskich elektrowni wiatrowych. Obok zalet tego rodzaju elektrowni wiatrowych ich budowa wymaga jednak wysokich nakładów finansowych, trudnych do skompensowania dłuższym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej tych elektrowni, w porównaniu z lądowymi elektrowniami wiatrowymi. W chwili obecnej jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę tych elektrowni, dla lokalizacji na Bałtyku, w stosunkowo bliskiej odległości 22–37 km od brzegu, wynoszą ok. 18 mln zł/MW, co powoduje, że prognozowane jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej dla tych elektrowni w warunkach polskich są powyżej 500 zł/MWh. W analizach związanych z niniejszą opinią przyjęto, że moc zainstalowana morskich elektrowni wiatrowych w Polsce osiągnie wartość ok. 5,9 GW w 2030 roku, ok. 11,9 GW w 2040 roku i ok. 17,9 GW w 2050 roku [22], a udział tych elektrowni w wytwarzaniu energii elektrycznej osiągnie ok. 9,9% w 2030 roku, ok. 17,1% w 2040 roku i ok. 22,4% w 2050 roku. W pierwszym etapie budowa morskich elektrowni wiatrowych w Polsce jest finansowo wspierana gwarancją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki pokrycia ujemnego salda przez 25 lat (pewnego rodzaju kontraktem różnicowym), przy rozliczaniu przychodów i kosztów wytwarzania energii elektrycznej w tych elektrowniach [22]. Takie gwarancje otrzymały następujące inwestycje: Baltic Power o mocy 1197 MW (inwestor konsorcjum Orlen SA i Northland), Baltica 3 o mocy 1045,5 MW i Baltica 2 o mocy 1498 MW (inwestor konsorcjum PGE Polska Grupa Energetyczna i Oersted), Bałtyk 2 o mocy 720 MW i Bałtyk 3 o mocy 720 MW (inwestor Polenergia i Equinor), FEW Baltic II o mocy 350 MW

(inwestor RWE) i Ocean Winds o mocy 369 MW (inwestor Ocean Winds). Wszystkie te inwestycje powinny zostać zrealizowane w czasie 7 lat od uzyskania gwarancji czyli do 2030 roku. Ich łączna moc wynosi ok. 5,9 MW [22]. W drugim etapie inwestycje morskich elektrowni wiatrowych będą mogły otrzymać finansowe wsparcie w systemie aukcyjnym. Minister Klimatu i Środowiska ustalił maksymalną (referencyjną) cenę za energię elektryczną wytworzoną w morskich elektrowniach wiatrowych, dla inwestorów, którzy wygrają aukcję w drugim etapie budowy morskich elektrowni wiatrowych w Polsce, wstępnie w wysokości 512,32 zł/MWh. Elektrownie te będą mogły być budowane jednak w znacznie większej odległości od brzegu – ok. 80 km, co prawdopodobnie spowoduje wzrost wymaganych nakładów inwestycyjnych. Dlatego jest rozważane uzależnienie wartości aukcyjnej ceny referencyjnej dla tych elektrowni od odległości budowy elektrowni od brzegu.

Biomasa jest wykorzystywana w Polsce przede wszystkim jako paliwo dla parowych bloków kogeneracyjnych w elektrociepłowniach oraz dla jednego kondensacyjnego bloku parowego o mocy 230 MW, a także dla bloków ORC (*Organic Rankine Cycle*). Największą elektryczną moc zainstalowaną posiada grupa 11 kogeneracyjnych bloków parowych średniej mocy, od 25 MW do 68,5 MW, opalanych biomasą, o łącznej mocy ok. 570 MW. Poza tym istnieje ponad 15 kogeneracyjnych bloków parowych małej mocy, o łącznej mocy ok. 55 MW, i 7 kogeneracyjnych bloków ORC opalanych biomasą o łącznej mocy ok. 11 MW. Do tej grupy można zaliczyć również 9 kogeneracyjnych bloków parowych opalanych odpadami komunalnymi o łącznej mocy ok. 90,5 MW. Inwestorzy elektrociepłowni opalanych biomasą są finansowo wspierani zielonymi certyfikatami i premią kogeneracyjną. W analizach związanych z niniejszą opinią przyjęto, że moc zainstalowana kogeneracyjnych bloków parowych i kogeneracyjnych bloków ORC opalanych biomasą oraz kogeneracyjnych bloków parowych opalanych odpadami komunalnymi w Polsce osiągnie ok. 1,3 GW w 2030 roku, ok. 1,8 GW w 2040 roku i ok. 2,2 GW w 2050 roku, produkcja energii elektrycznej ok. 6,8 TWh w 2030 roku, ok. 7,6 TWh w 2040 roku i ok. 8,3 TWh w 2050 roku, a udział tych kogeneracyjnych bloków w wytwarzanie energii elektrycznej ogółem osiągnie ok. 3,3% w 2030 roku, ok. 3,2% w 2040 roku i ok. 3,1% w 2050 roku.

W Polsce według stanu na 31.03.2024 roku pracowało ok. 390 biogazowni wytwarzających w procesie fermentacji metanowej biogaz. Wśród nich są biogazownie rolnicze, w oczyszczalniach ścieków i na wysypiskach odpadów komunalnych. W 2023 roku z biogazu zostało wytworzone ok. 1,5 TWh energii elektrycznej, niestety w małej części w trybie kogeneracyjnym. Budowa biogazowni wymaga wysokich nakładów inwestycyjnych, ok. 20 mln zł/MW, co powoduje wysokie jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej, powyżej 700 zł/MWh. Budowa biogazowni jest wspierana w Polsce systemem aukcyjnym, dla zwycięzców aukcji, gwarancją zakupu wyprodukowanej energii elektrycznej przez 15 lat z ceną od 572 zł/MWh i 714 zł/MWh, dla pracy w trybie wysokosprawnej kogeneracji, dla biogazowni w oczyszczalniach ścieków, a do 872 zł/MWh i 1025 zł/MWh, dla pracy w trybie wysokosprawnej kogeneracji, dla biogazowni rolniczych [18]. W analizach związanych z niniejszą opinią przyjęto, że moc zainstalowana elektrowni biogazowych osiągnie w Polsce ok. 0,5 GW w 2030 roku, ok. 0,7 GW w 2040 roku i ok. 0,9 GW w 2050 roku, a produkcje energii elektrycznej ok. 2,8 TWh w 2030 roku, ok. 4,9 TWh w 2040 roku i ok. 6 TWh w 2050 roku, natomiast udział tych elektrowni w wytwarzanie energii elektrycznej ogółem osiągnie ok. 1,4% w 2030 roku, ok. 2,1% w 2040 roku i ok. 2,2% w 2050 roku.

Aukcyjny system wsparcia technologii wytwarzania energii elektrycznej, wykorzystujących OZE jest gwarantowany w przepisach Unii Europejskiej do końca 2027 roku.

5.4. Efektywność ekonomiczna analizowanych technologii JWCD i nJWCD

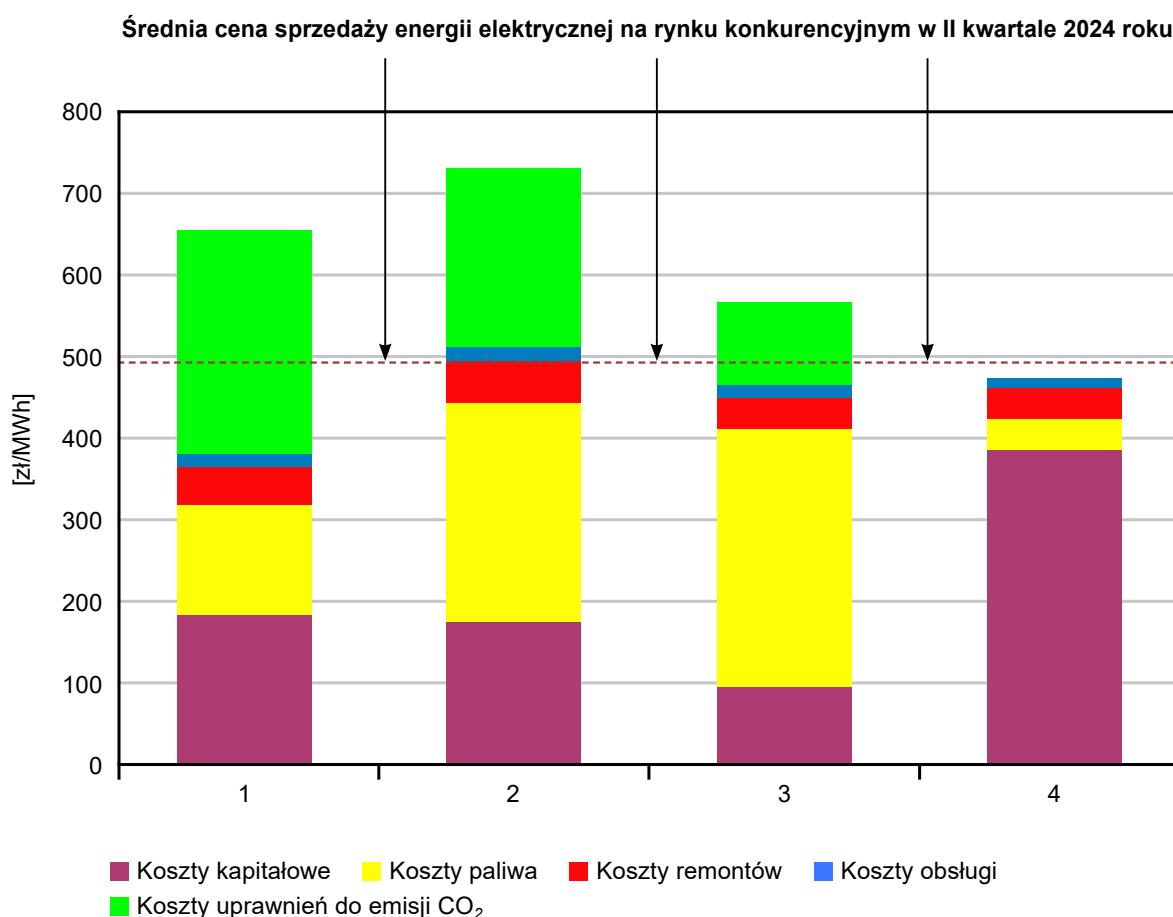
Jako kryterium efektywności ekonomicznej wybranych do analizy technologii wytwórczych przyjęto jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej.

Pozwalają one porównywać efektywność ekonomiczną różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej w grupach jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) i źródłach rozproszonych (nJWCD). W jednostkowych kosztach wytwarzania energii elektrycznej w sposób bezpośredni są uwzględnione również takie ważne właściwości poszczególnych technologii jak efektywność energetyczna oraz wpływ na środowisko (koszty uprawnień do emisji CO₂). W obliczeniach uwzględniano: koszty kapitałowe, koszty paliwa, koszty remontów, koszty obsługi oraz koszty środowiskowe (koszty uprawnień do emisji CO₂).

Obliczenia jednostkowych, zdyskontowanych na 2024 rok, kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla wybranych technologii nowych JWCD i nJWCD wykonano, przyjmując jako dane wejściowe wielkości charakteryzujące efektywność energetyczną jednostek wytwórczych wyznaczone w pracy [13] oraz jednostkowe emisje CO₂, a także:

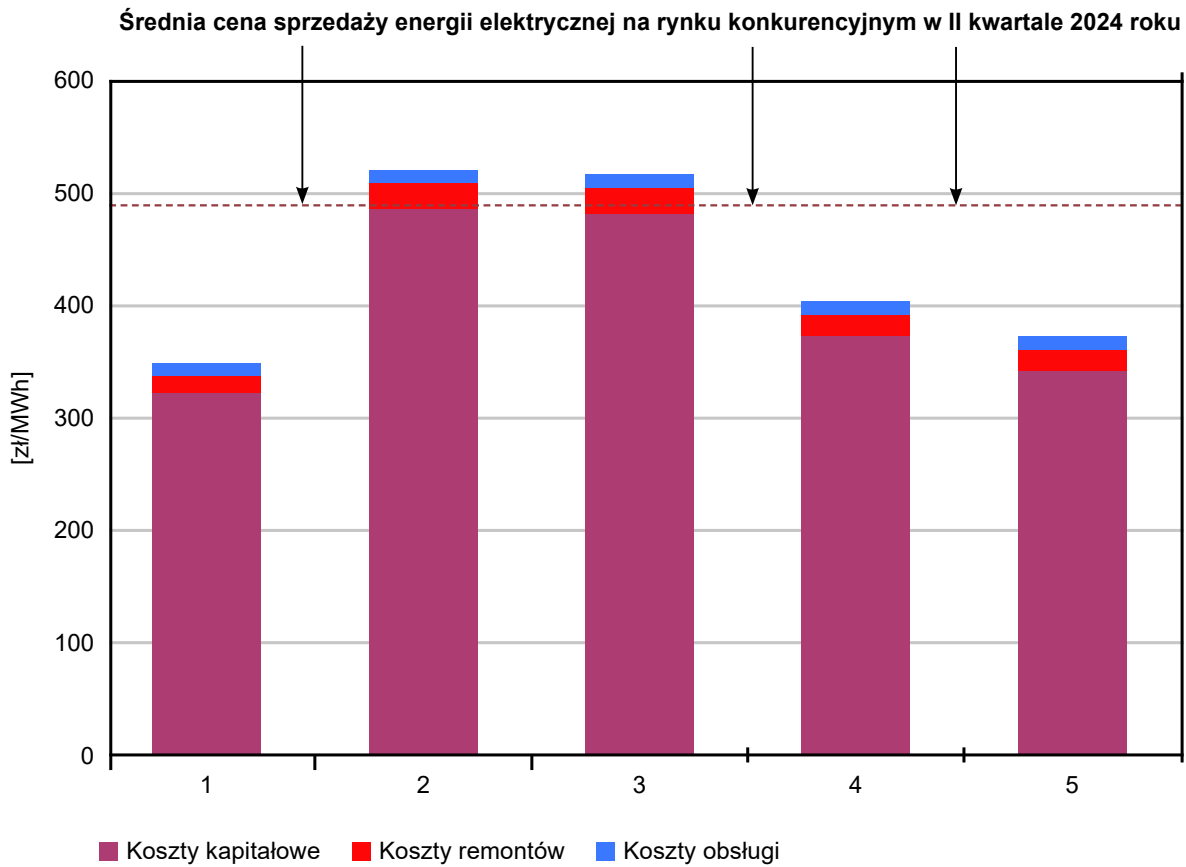
- czas budowy elektrowni jądrowych 7 lat, elektrowni parowych opalanych węglem 4 lata, elektrowni gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym i elektrowni wiatrowych na morzu 2 lata, elektrowni wiatrowych na lądzie i fotowoltaicznych 1 rok,
- stopę dyskontową w wysokości 6,5%.

Koszty uprawnień do emisji CO₂ przyjęto w wysokości 337 zł/MgCO₂ (75 Euro/MgCO₂). Wyniki obliczeń dla wybranych technologii JWCD przedstawiono na rysunku 5.1, a dla technologii nJWCD na rysunku 5.2.



Rys. 5.1. Jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w nowych elektrowniach systemowych [zł/MWh] dla:

- 1) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem brunatnym,
- 2) bloku parowego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym,
- 3) bloku gazowo-parowego opalanego gazem ziemnym
- 4) jądrowego bloku energetycznego z reaktorem PWR, generacji III+, z uwzględnieniem kosztów uprawnień do emisji CO₂ w wysokości 337,00 zł/MgCO₂ (75 EURO/MgCO₂)



Rys. 5.2. Jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w nowych źródłach rozproszonych [zł/MWh] dla:

- 1) lądowej elektrowni wiatrowej,
- 2) morskiej elektrowni wiatrowej,
- 3) mikroelektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 5 kW,
- 4) elektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 1 MW
- 5) elektrowni fotowoltaicznej o mocy ok. 100 MW

Prognozowane, jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych są rzędu 470 zł/MWh (Rys. 5.1) i są porównywalne z prognozowanymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej w zależnych od warunków pogodowych źródłach wiatrowych i fotowoltaicznych (Rys. 5.2). Na ceny energii elektrycznej dla odbiorców będą jednak miały wpływ, poza kosztami przesyłowymi i dystrybucyjnymi, dla części energii elektrycznej wytworzonej w źródłach zależnych od warunków pogodowych (nJWCD), a która nie będzie mogła być zużyta w chwili jej wytworzenia i będzie magazynowana, koszty jej wytwarzania powiększone o koszty magazynowania. Koszty magazynowania energii elektrycznej wytworzonej w źródłach zależnych od warunków pogodowych jednak mogą być nawet około dwukrotnie wyższe od kosztów jej wytwarzania.

6

Propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

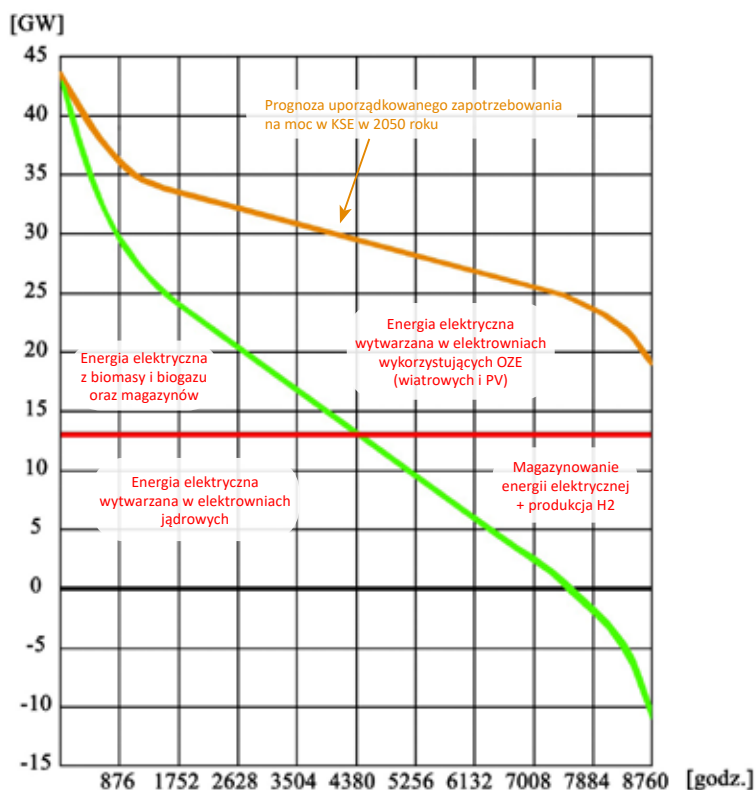
Opracowana propozycja programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE obejmuje okres do 2050 roku, w którym Polska powinna uzyskać stan neutralności klimatycznej. Została ona opracowana na podstawie wykonanych obliczeń i analiz przy przyjęciu następujących założeń: (1) do mocy JWCD, wymaganej dla bezpiecznej pracy KSE, zostały zaliczone moce parowych i gazowo-parowych bloków energetycznych elektrowni systemowych opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz gazem ziemnym a także energetycznych bloków jądrowych, moce gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych, o mocach elektrycznych powyżej 200 MW opalanych gazem ziemnym, moce parowych bloków kogeneracyjnych z turbinami upustowo-kondensacyjnymi, o mocach elektrycznych powyżej 100 MW, opalanych węglem kamiennym, oraz moce szczytowo-pompowych elektrowni wodnych, i (2) moc elektrowni i elektrociepłowni wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) oraz elektrowni jądrowych była wyznaczana jako pochodna międzynarodowych zobowiązań Polski, w zakresie redukcji emisji CO₂, wynikających z Porozumienia klimatycznego i decyzji Rady Europejskiej z grudnia 2020 roku.

W ramach opracowanego programu zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE obliczenia i analizy wykonano dla lat 2030, 2040 i 2050. Przy wykonywaniu analiz bilansów mocy i bilansów energii elektrycznej dla poszczególnych lat przyjęto założenie, że bilans importu i eksportu energii elektrycznej będzie zawsze zerowy. Biorąc pod uwagę strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w 2023 roku, przyjęto założenie, że udział zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej powinien wynosić co najmniej ok. 38% w 2030 roku, ok. 75% w 2040 roku, a 100% w 2050 roku.

W roku 2030 JWCD odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo pracy KSE będzie przede wszystkim ok. 67 parowych bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym o łącznej mocy ok. 22,5 GW, 10 gazowo-parowych bloków opalanych gazem ziemnym, w tym 6 kondensacyjnych i 4 kogeneracyjne, o łącznej mocy ok. 6,3 GW oraz 11 bloków w elektrowniach wodnych pompowo-szczytowych o łącznej mocy ok. 2 GW. Wspomagać je będą również kogeneracyjne bloki parowe opalane biomasą. Założono również, że do 2030 roku zostaną włączone do KSE morskie elektrownie wiatrowe o łącznej mocy ok. 5,9 GW, charakteryzujące się najdłuższym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej, z wszystkich źródeł zależnych od warunków pogodowych na poziomie 3400 godz./rok. W związku z powyższym do 2030 roku bezpieczeństwo pracy KSE nie powinno być zagrożone. Z wykonanych analiz wynika, że aby była zapewniona w 2030 roku wystarczalność mocy JWCD w KSE, wymagana dla jego bezpiecznej pracy, do 2030 roku może zostać wyłączonych z eksploatacji w KSE nie więcej niż 5 bloków parowych opalanych węglem o łącznej mocy ok. 1100 MW, to znaczy tylko tych, których czas pracy w KSE przekroczył już 50 lat. Dlatego w opracowanej prognozie udział paliw kopalnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2030 roku musi wynosić jeszcze ok. 61,1%, w tym: węgla kamiennego i brunatnego ok. 51,5% oraz gazu ziemnego ok. 9,6, a źródeł OZE ok. 38,9%. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w 2030 roku został przedstawiony w Tabeli 6.1.

W obliczeniach i analizach dla 2040 roku przyjęto założenie, że w tym czasie będzie już w eksploatacji kilka jądrowych bloków jądrowych, o łącznej mocy ok. 7,5 GW, pracujących w KSE z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej ok. 7800 godz./rok. Natomiast istotnie zmniejszy się w KSE, jako JWCD, do ok. 40 liczba parowych bloków opalanych węglem, przede wszystkim z powodu prawdopodobnego wyłączenia z eksploatacji wszystkich bloków parowych opalanych węglem brunatnym w Zespole Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin oraz w Elektrowni Bełchatów. Przyjęto założenie, że w eksploatacji w KSE w 2040 roku, jako JWCD, pozostaną poza tym wszystkie bloki gazowo-parowe (6 kondensacyjnych i 4 kogeneracyjne). Przyjęto również założenie, że moc elektrowni wiatrowych na lądzie wzrośnie do ok. 16,1 GW, elektrowni wiatrowych na morzu do ok. 11,9 GW [22], a elektrowni fotowoltaicznych do ok. 32,5 GW. Wartości te są znacznie wyższe od odpowiednich wartości w aktualnej Polityce energetycznej Polski do 2040 roku, przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 2.02.2021 roku [4], ale niższe niż w projekcie aktualizacji Polityki energetycznej Polski do 2040 roku [15]. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2040 roku został przedstawiony w Tabeli 6.1.

W obliczeniach i analizach dla 2050 roku przyjęto założenie, że w KSE będą pracowały wyłącznie elektrownie wytwarzające zeroemisyjną energię elektryczną, czyli wyłącznie elektrownie wykorzystujące OZE oraz elektrownie jądrowe. Prognozę współpracy elektrowni jądrowych z zeroemisyjnymi źródłami wytwórczymi wykorzystującymi wyłącznie OZE, to znaczy z zależnymi od warunków pogodowych lądowymi i morskimi elektrowniami wiatrowymi oraz fotowoltaicznymi a także z elektrowniami i elektrociepłowniami opalanyymi biomasą i biogazem przedstawiono na Rys. 6.1.



Rys. 6.1. Prognoza współpracy w KSE w 2050 roku elektrowni jądrowych wyłącznie ze źródłami wytwórczymi wykorzystującymi OZE (linia brązowa – prognoza uporządkowanego zapotrzebowania na moc w KSE, linia zielona – prognoza uporządkowanego zapotrzebowania mocy w KSE niepokrywanego przez elektrownie wykorzystujące zależne od warunków pogodowych OZE (elektrownie wiatrowe na morzu, elektrownie wiatrowe na lądzie i elektrownie fotowoltaiczne), linia czerwona – prognoza osiągalnej mocy elektrowni jądrowych w 2050 roku w KSE, dla $P_{\text{offshore}} = 17,9$ GW, $P_{\text{onshore}} = 18,0$ GW, $P_{\text{pv}} = 40,5$ GW, $P_j = 15,0$ GW

Prognozę uporządkowanego wykresu zapotrzebowania na moc w KSE, niepokrywanego przez elektrownie wykorzystujące zależne od warunków pogodowych OZE (elektrownie wiatrowe na morzu, elektrownie wiatrowe na lądzie i elektrownie fotowoltaiczne), przedstawionego na rysunku 6.1, opracowano na podstawie pracy [16]. Przyjęto założenie, że w 2050 roku moc elektrowni wiatrowych na lądzie wzrośnie do ok. 18 GW, elektrowni wiatrowych na morzu do ok. 17,9 GW [22], a elektrowni fotowoltaicznych do ok. 40,5 GW. Biorąc powyższe pod uwagę przyjęto założenie, że moc zainstalowana elektrowni jądrowych w KSE powinna wzrosnąć do ok. 15,0 GW, w tym elektrowni systemowych z energetycznymi blokami jądrowymi dużej mocy do ok. 12,0 GW i elektrowni jądrowych z SMR-ami do ok. 3 GW. W 2050 roku 5 parowych bloków na parametry nadkrytyczne opalanych węglem kamiennym oraz 10 bloków gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym (6 kondensacyjnych i 4 kogeneracyjne), które zostały lub zostaną oddane do eksploatacji po 2017 roku, z wyjątkiem bloku parowego w Łagiszy, który został oddany do eksploatacji w 2009 roku, powinny zachować jeszcze przez jakiś czas zdolność do pracy w KSE jako interwencyjna rezerwa zimna (IRZ), dla zapewnienia w okresie przejściowym większego bezpieczeństwa pracy KSE. Prognozowany szczegółowy udział poszczególnych rodzajów energii pierwotnej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2050 roku został przedstawiony w Tabeli 6.1.

Tabela 6.1
Prognoza pożądanej struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050

Rodzaj energii pierwotnej (paliwa lub rodzaju OZE)	Prognoza pożądanej struktury mocy elektrowni i elektrociepłowni oraz produkcji energii elektrycznej w latach 2030, 2040 i 2050								
	2030			2040			2050		
	GW	TWh	%	GW	TWh	%	GW	TWh	%
Węgiel kamienny i brunatny	27,1	104,6	51,5	15,8	39,9	16,9	–	–	–
Paliwo jądrowe	–	–	–	7,5	58,5	24,7	15,0	117,0	43,1
Gaz ziemny	7,0	19,4	9,6	8,2	17,6	7,4	–	–	–
Biomasa	1,3	6,8	3,3	1,8	7,6	3,2	2,2	8,3	3,1
Biogaz	0,5	2,8	1,4	0,7	4,9	2,1	0,9	6,0	2,2
Woda	2,4	2,6	1,3	1,1	2,8	1,2	1,2	3,0	1,1
Wiatr (ląd))	12,1	26,6	13,1	16,1	35,4	15,0	18,0	39,6	14,6
Wiatr (morze)	5,9	20,1	9,9	11,9	40,5	17,1	17,9	60,9	22,4
Słońce	22,0	20,2	9,9	32,5	29,2	12,4	40,5	36,7	13,5
Razem	77,0	203,1	100,0	95,6	236,4	100,0	96,0	271,5	100,0

Przedstawiona na rysunku 6.1 współpraca w KSE elektrowni jądrowych z elektrowniami wykorzystujących zależne od warunków pogodowych OZE wskazuje, że dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE i optymalnego wykorzystania mocy elektrowni jądrowych oraz elektrowni wykorzystujących zależne od warunków pogodowych OZE (elektrowni wiatrowych na lądzie i morzu oraz fotowoltaicznych), zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE będzie wymagać również znacznego rozwoju magazynowania energii elektrycznej. Znacznie zwiększone w stosunku do obecnego stanu magazynowanie energii w KSE spowoduje jednak wzrost ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Dostosowanie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

7.1. Prognoza rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego

Przyczyną rozwoju sieci elektroenergetycznych było w ogólności, zróżnicowanie geograficzne lokalizacji źródeł energii elektrycznej (wynikające zazwyczaj z lokalizacji nośników energii) i odbiorów. Sieci oczkowe pojawiły się jako potrzeba zwiększenia niezawodności dostawy energii elektrycznej. Wysokie napięcie zastosowano w sieciach, których zadaniem był przesył energii elektrycznej na duże odległości. W krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) za najwyższe napięcie sieci przyjęto napięcie 400 kV. Redundancję sieci stosuje się głównie w sieciach wysokiego napięcia (w KSE są to sieci o napięciu znamionowym: 400 kV, 220 kV i 110 kV), dbając o spełnienie warunków N-1, N-2.

Stan obecny sieci elektroenergetycznych wysokiego napięcia to 303 linie AC o długości 15 964 km, w tym:

- 131 linii, $U_n = 400$ kV, $Sl_i = 8562$ km,
- 171 linii, $U_n = 220$ kV, $Sl_i = 7288$ km,
- 1 linia, $U_n = 750$ kV, $l = 114$ km (pracująca na napięciu 400 kV),

oraz

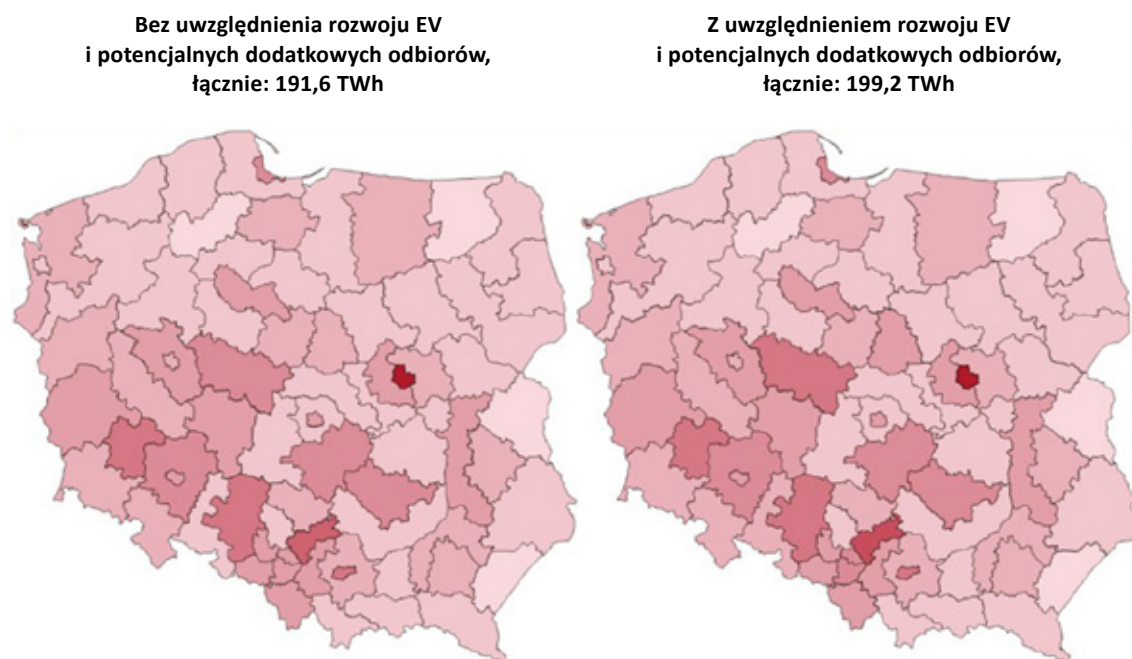
- 1 linia DC, $U_n = 450$ kV, $l = 254$ km (127 km należy do PSE).

Daje to około 50 km linii na 100 tys. km² powierzchni kraju co lokuje nas w połowie krajów EU (Szwajcaria, powyżej 150 km linii na 100 tys. km²). Natomiast sumaryczna długość linii niższego napięcia, tj. od 100 kV do 0,4 kV, to setki tysięcy km.

Rozważając (prognozując) rozwój sieci elektroenergetycznych w KSE nie sposób odstroić się od przewidywanego rozwoju źródeł energii elektrycznej jak i rozwoju odbiorów energii.

Rysunek 7.1 przedstawia rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w roku 2032 w dwóch wariantach rozwoju technologicznego społeczeństwa, tj. w wariantcie z silnym rozwojem transportu opartego o energię elektryczną i wodór, a także z silnym rozwojem systemów ogrzewania opartych o pompy ciepła oraz w wariantcie bez silnego rozwoju tych dodatkowych odbiorów energii. W obydwu przypadkach, w odniesieniu do stanu obecnego nie należy spodziewać się dużych zmian geograficznego rozmieszczenia odbiorów. Zmiany w rozlokowaniu przemysłu nie będą duże. Duże ośrodki miejskie będą przyciągały nowych mieszkańców, zmniejszając ich liczbę w ośrodkach mniejszych, przy równoczesnym wzroście i zmianie zapotrzebowania na energię elektryczną w obszarach podmiejskich (fotowoltaiczne źródła energii z magazynami energii: bateryjnymi lub przydomowymi wytwornicami wodoru z ogniwami paliwowymi). Sumarycznie zatem, w przyszłości, nie należy spodziewać się istotnych zmian geograficznego rozkładu odbiorców energii elektrycznej.

W przypadku klasycznych źródeł energii elektrycznej, opartych o paliwa kopalne i wodę postępować będzie odchodzenie od wykorzystania węgla. Niektórych bloki węglowe zastępowane

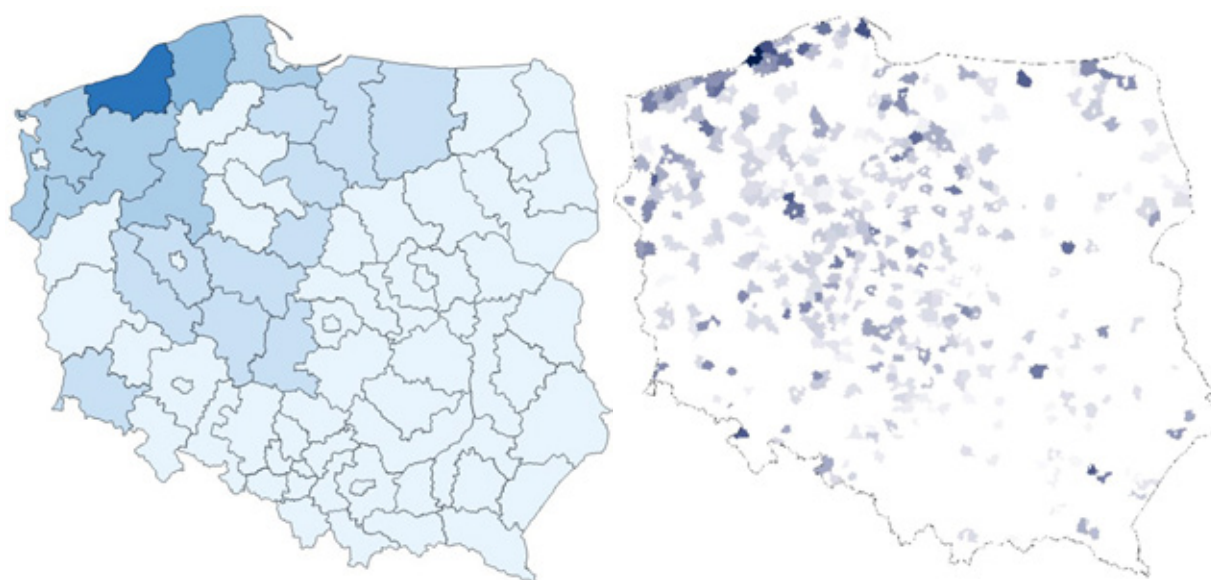


Rys. 7.1. Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku 2032 [23]

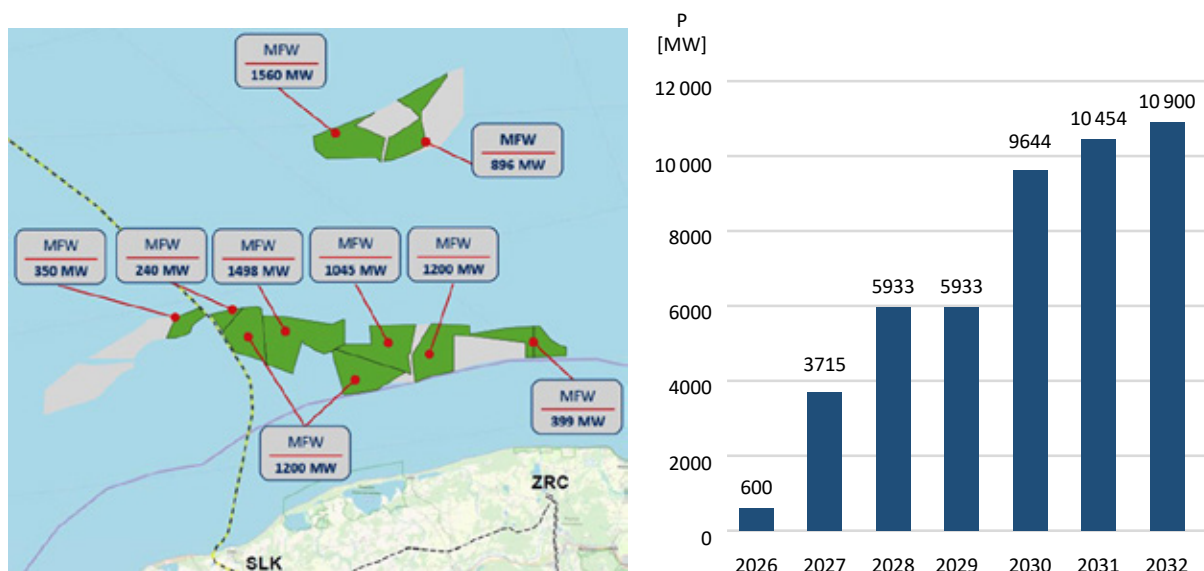
będą jednostkami gazowymi. Praktycznie niezmieniony pozostanie poziom generacji z elektrowni wodnych. Zatem w tym przypadku rozkład generacji tego typu w KSE nie ulegnie istotnym zmianom, natomiast wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez te źródła będzie malał.

Prawdopodobieństwo rozwoju elektrowni biogazowych oceniam jako niskie. Jeżeli jednak rozwój taki nastąpi to ich rozkład geograficzny w kraju będzie równomierny.

Z kolei rozwój lądowej elektroenergetyki wiatrowej nie będzie równomierny w sensie rozkładu geograficznego. Stan obecny (odniesiony do województw) i prognozę (odniesioną do powiatów) przedstawia Rys. 7.2. Należy się spodziewać, że elektrownie wiatrowe lądowe nadal będą



Rys. 7.2. Lądowe źródła wiatrowe w Polsce (obecnie – lewy rysunek i w 2032 roku – prawy rysunek) [23]

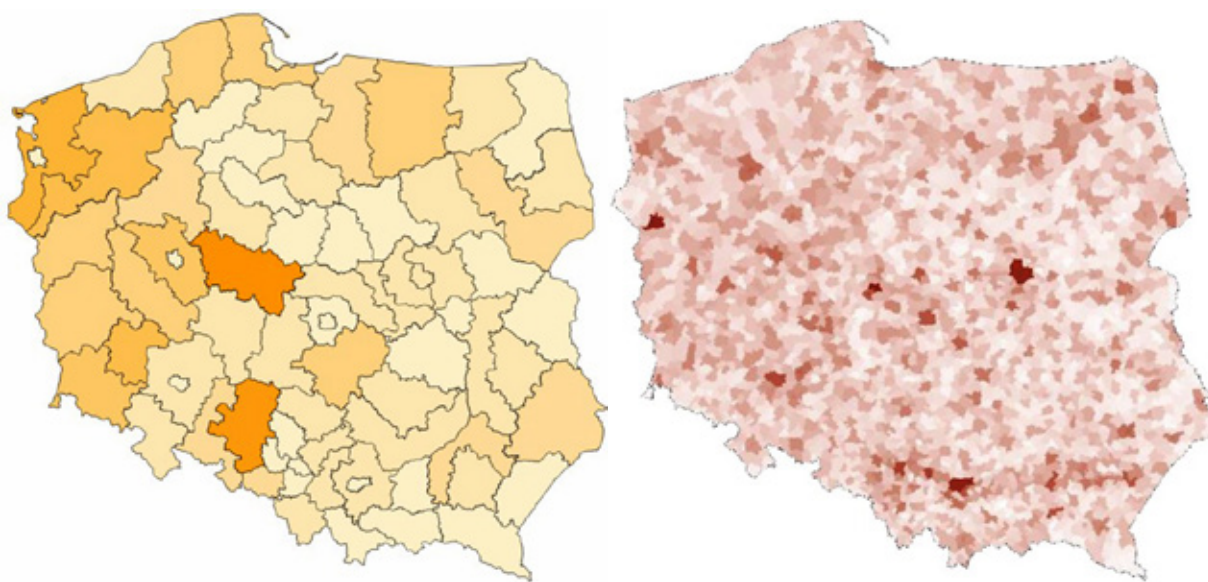


Rys. 7.3. Morskie źródła wiatrowe w Polsce. Lokalizacja (po lewej) i plany przyłączeniowe (po prawej)

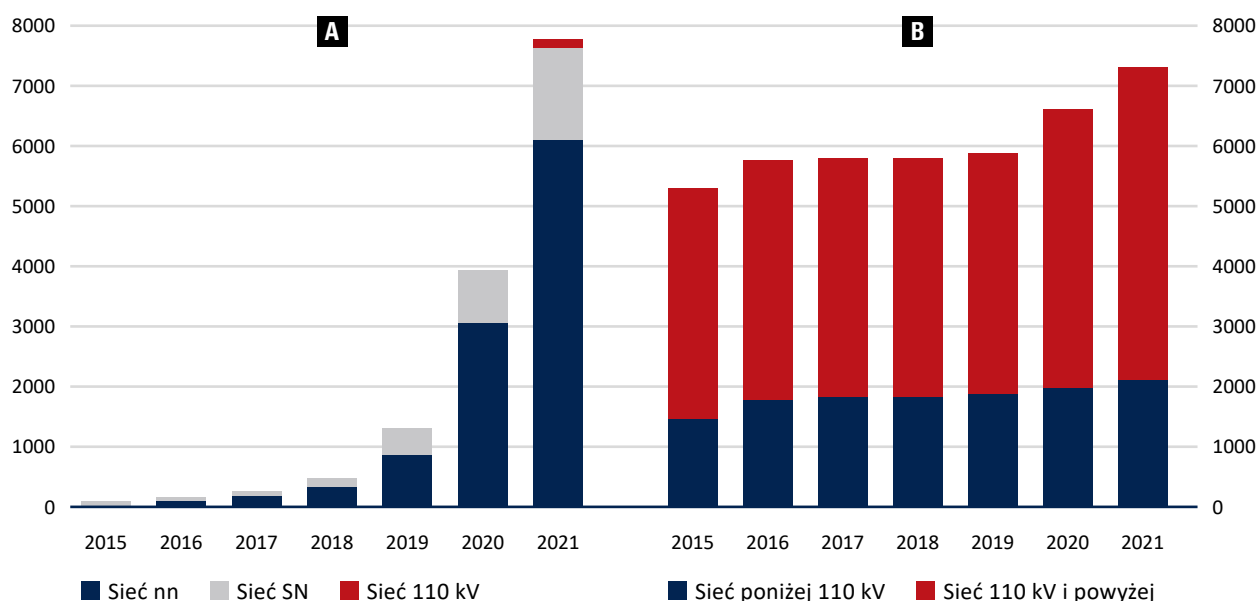
skoncentrowane w północno-zachodniej części kraju. Przy czym źródła te przyłączone będą głównie do sieci SN i 110 kV. Tempo rozwoju lądowej elektroenergetyki wiatrowej w minionych latach w KSE ilustruje Rys. 7.6b.

Natomiast morskie elektrownie wiatrowe (Rys. 7.3) przyłączone będą do dwóch węzłów 400 kV w nadmorskiej części KSE. Planowana sumaryczna moc znamionowa tych elektrowni to około 11 GW, a potencjał produkcyjny to 40 TWh rocznie.

Z kolei rozwój elektroenergetyki słonecznej będzie równomierny w sensie rozkładu geograficznego. Stan obecny (odniesiony do województw) i prognozę (odniesioną do powiatów) przedstawia Rys. 7.4. Źródła te przyłączone będą zarówno do się nN (instalacje przydomowe) jak i sieci SN i WN. Tempo rozwoju elektroenergetyki słonecznej w minionych latach w KSE ilustruje Rys. 7.5a.



Rys. 7.4. Źródła fotowoltaiczne w Polsce (obecnie – lewy rysunek i w 2032 roku – prawy rysunek) [23]



Rys. 7.5. Moc zainstalowana OZE w KSE, (A) elektrownie PV, (B) elektrownie wiatrowe [23]

I finalnie, zbudowane zostaną elektrownie jądrowe, w tym pierwsza elektrownia jądrowa w gminie Choczewo. Elektrownia ta będzie zlokalizowana w nadmorskiej części KSE. W przypadku budowy większej liczby elektrowni jądrowych, w tym SMR, będą one lokalizowane w dotychczasowych lokalizacjach elektrowni klasycznych lub, w przypadku SMRów, w pobliżu dużych odbiorów energii elektrycznej (zakłady przemysłowe).

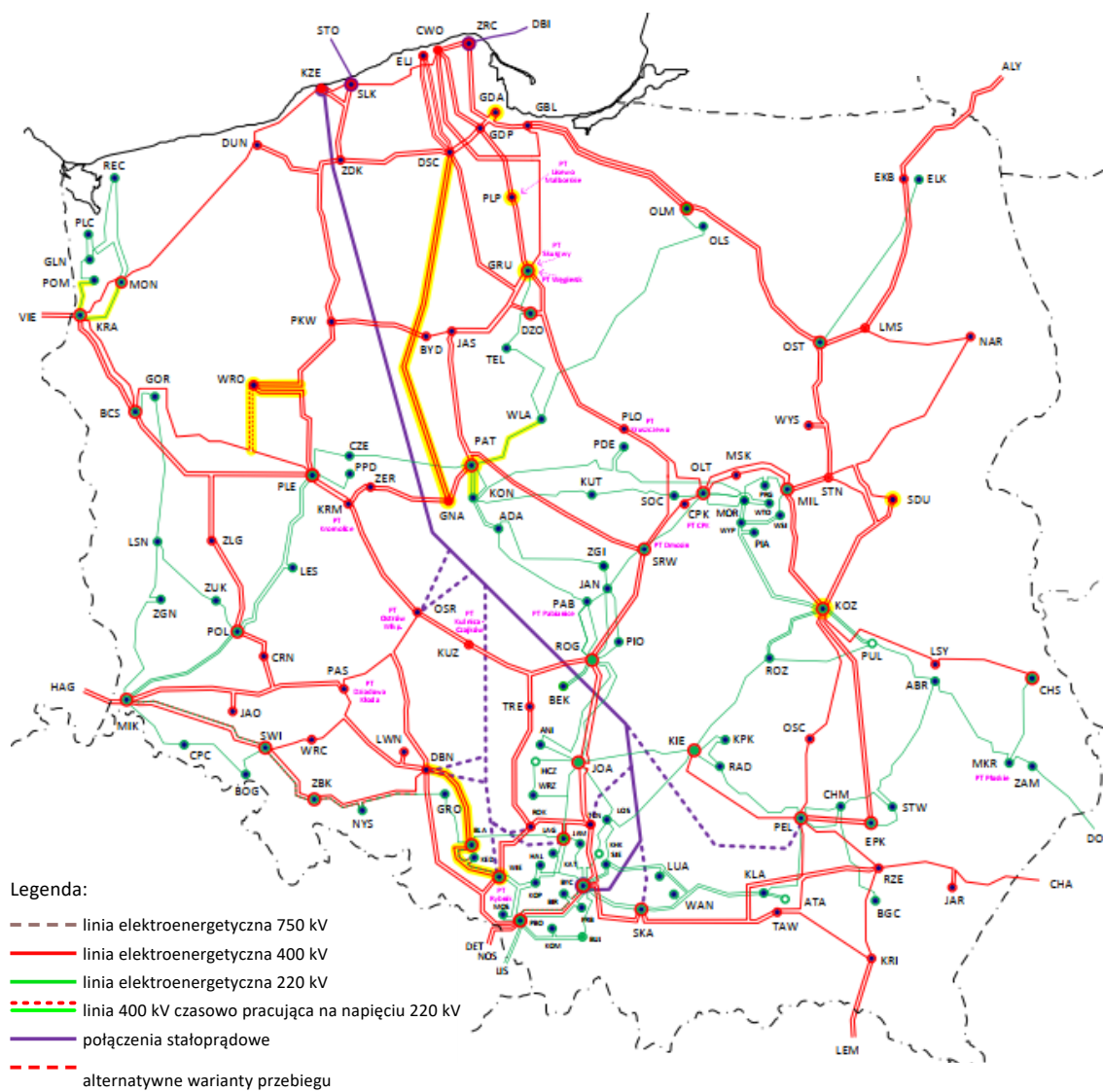
Podsumowując powyższe rozważania można stwierdzić, że:

- Rozwój KSE w przeszłości dostosowywał w miarę możliwości lokalizację źródeł energii elektrycznej do lokalizacji odbiorów. Znakomita większość klasycznych źródeł energii elektrycznej (opartych o węgiel) ulokowana jest na południe od linii Warszawa – Poznań. Pokrywa się to z lokalizacją przemysłu i tym samym z rozlokowaniem ludności kraju. Równocześnie sieć elektroenergetyczna dostosowywana była do takiego rozkładu geograficznego źródeł i odbiorów energii.
- Zmiany strukturalne elektroenergetyki w zakresie lokalizacji źródeł energii spowodują:
 - zmniejszenie generacji w elektrowniach opartych o paliwa kopalne (węgiel) – południowa część KSE,
 - częściową kompensację ubytku mocy w elektrowniach węglowych (wskazaną powyżej) przez bloki gazowe budowane w części w lokalizacjach elektrowni węglowych lub bliskich im,
 - zwiększenie generacji w lądowych elektrowniach wiatrowych – północno-zachodnia część KSE,
 - zwiększenie generacji w morskich elektrowniach wiatrowych – północna część KSE,
 - zwiększenie generacji w elektrowni jądrowej (Choczewo) – północna część KSE,
 - częściową kompensację ubytku mocy w elektrowniach węglowych (wskazaną powyżej) przez inne niż Choczewo bloki jądrowe (jeżeli zostaną wybudowane) budowane w lokalizacjach elektrowni węglowych lub dużych zakładów przemysłowych (SMRy),
 - zwiększenie generacji w elektrowniach fotowoltaicznych – quasi-równomierny rozkład geograficzny w KSE,
 - zwiększenie poboru energii elektrycznej – quasi-równomierny rozkład geograficzny w KSE,
 - zmianę rozkładu generacji przyłączonej do sieci przesyłowej. Duże co do mocy znamionowej źródła energii przyłączane będą do sieci WN (110 kV i wzwyż). Zmniejszeniu ulegnie liczba źródeł przyłączonych do sieci 400 kV na rzecz źródeł przyłączanych do sieci 110 kV.

- Upowszechnienie się magazynów energii. Magazyny energii, w zależności od ich mocy znamionowej, przyłączane będą do sieci na wszystkich poziomach napięć. Przydomowe magazyny energii będą układami baterijnymi lub wytwornicami wodoru z ogniwami paliwowymi. Magazyny energii o dużych mocach i pojemnościach będą układami baterijnymi, z super kondensatorami, wytwornicami wodoru lub metanu (ew. metanolu) sprzęgniętymi z ogniwami paliwowymi, oraz elektrowniami szczytowo-pompowymi. Wytwornice metanu muszą być skojarzone ze źródłami dwutlenku węgla, co oznacza ich lokalizację w pobliżu zakładów przemysłowych o dużej emisji CO₂.

Powyższe oznacza przesunięcie się źródeł wytwórczych w stosunku do odbiorów i tym samym konieczność przesyłania energii elektrycznej z północy kraju na szeroko pojęte południe. Z punktu widzenia sieci elektroenergetycznych niezbędne jest zatem dostosowanie sieci przesyłowej do tych zmian. W praktyce oznacza to konieczność zbudowania nowych elementów infrastruktury sieciowej, tj. linii i stacji elektroenergetycznych. Plany rozwojowe PSE w tym zakresie przedstawia Rys. 7.6. Widać na nim duży przyrost liczby linii 400 kV w okolicy przyłączenia morskich elek-

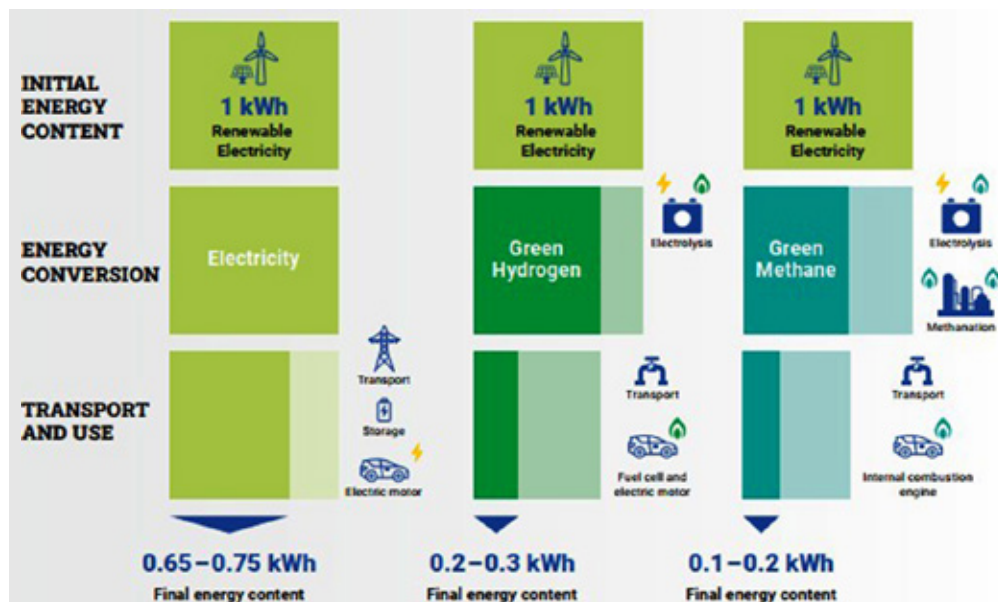
Przebieg tras linii oraz lokalizacje stacji należy traktować poglądowo



Rys. 7.6. Planowany stan krajowej sieci przesyłowej po roku 2023 [23]

rowni wiatrowych i elektrowni jądrowej Choczewo oraz linię prądu stałego łączącą elektrownie morskie i elektrownię jądrową z aglomeracją śląską. Rozbudowie ulegnie również sieć przesyłowa w innych częściach KSE. Nie oznacza to, że przebudowie/rozbudowie nie ulegnie pozostała część sieci przesyłowej. Zmiany będą polegały tu na budowie nowych linii i przebudowie linii 400 kV na dwutorowe oraz na zastępowaniu linii 220 kV liniami 400 kV.

Rozwój systemów elektroenergetycznych, a w tym OZE prowadzi do nadmiaru zdolności wytwórczych energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania. Stan taki ma już miejsce w KSE. Oznacza to, że w pewnych okresach czasu operatorzy systemów w celu bilansowania mocy są zmuszeni do ograniczania generacji mocy przez źródła lub do wyłączania ich części. Ta nadmiarowa energia już obecnie mogłaby być magazynowana i wykorzystywana w innych okresach czasu. Niestety rozwój magazynów energii, o czym decydują koszty magazynów, pozostaje daleko w tyle za rozwojem źródeł energii. Potencjalny nadmiar energii elektrycznej, który będzie rósł w miarę upływu czasu, pomimo dużych ilości energii, którą trzeba zużyć na wytworzenie wodoru lub metanu i dalej na wytworzenie energii elektrycznej (Rys. 7.7), musi być (i będzie) magazynowany. Przy czym część wytworzonego wodoru (H_2) lub metanu (CH_4), ewentualnie metanolu (CH_3OH) (skrajnie łatwe przechowywanie długookresowe) będzie wykorzystywana bezpośrednio w transporcie lub przemyśle.



Rys. 7.7. Porównanie efektywności energetycznej konwersji energii elektrycznej z magazynowaniem energii w postaci wodoru i metanu

Magazynowanie energii elektrycznej w torze energetycznym: energia elektryczna – energia inna – energia elektryczna, jest związane z występowaniem strat w procesie konwersji energii. W przypadku elektrowni szczytowo-pompowych straty te sięgają (20÷25)%, (Tabela 7.1). Podobny poziom strat notowany jest w przypadku magazynów bateryjnych (pomimo dużych sprawności przekształtników). Straty te liczone są w punkcie przyłączenia danego magazynu do sieci elektroenergetycznej, tj. pomija się tu straty energii związane z przesyłem energii od źródła do magazynu. Straty na przesył energii elektrycznej w KSE sięgają do kilku procent¹. Czyste (zielone)

¹ Klóci się to z wartością podaną na Rys. 7.7, gdzie podana strata energii wynosi (25÷35)%. Należy przypuszczać, że w podanej wartości strat energii uwzględnia się straty od inwerterów DC/AC (niskie napięcie) poprzez transformację z niskiego napięcia inwerterów OZE do poziomu sieci rozdzielczej i przesyłowej, a następnie ponownie przez sieć rozdzielczą do odbiorów nN.

Tabela 7.1

Szczytowo-pompowe magazyny energii w KSE (stan obecny i możliwości rozwoju)

Elektrownia	Pi [MW]	E [MWh]	h [–]	T [h]
Żarnowiec	710,6	3800	0,78	5,5 (4×175MW)
Porąbka-Żar	540	2000	0,75	(4×136 MW)
Żydowo	150	687	0,75	4,2 (3×50 MW)
Solina	198,66	640	0,79	(4×50 MW)
Dychów	90	224	–	4 (3×17 MW)
Włocławek	160	~0	–	~0 (Dh = 56,5÷57,3 m)
Tolknicko	1050	–	–	–
Młoty	750	–	–	–
Rożnów II	800	3300	0,83	(4×200 MW)

technologie wodorowe (pozyskiwanie wodoru na drodze hydrolizy) charakteryzują się stratami na poziomie (70÷80)%, a w przypadku technologii metanowych straty te sięgają do (80–90)%, Rys. 7.7. Gdyby jednak odjąć straty wskazane na Rys. 7.7 dla systemu bez magazynowania wodoru lub metanu, uwzględniając około 5% strat na przesyłach, to straty z wykorzystaniem technologii wodorowych obniżają się do (50÷60)%, a w przypadku technologii metanu do (60–70)%. Straty te są one nadal bardzo wysokie. W praktyce, rzeczywista sprawność i dalej efektywność ekonomiczna systemu magazynowania może być bardzo różna, co będzie zależało od:

- ceny energii elektrycznej lub kosztu wytworzenia energii elektrycznej,
- ceny systemów konwersji energii, w tym jako funkcja mocy i pojemności,
- lokalizacji konwerterów w stosunku do źródeł i odbiorców (Magazyny energii ulokowane bezpośrednio przy źródłach energii vs. różne lokalizacje źródeł i magazynów energii),
- sposobu wykorzystania wodoru lub metanu do produkcji energii elektrycznej (bezpośrednio w transporcie, bezpośrednio w przemyśle lub bezpośrednio w gospodarstwie domowym).

W krajowym systemie elektroenergetycznym wskazuje się na nowe możliwości magazynowania energii przez elektrownie szczytowo-pompowe w lokalizacjach Tolknicko, Młoty, Rożnów II (obecnie w procesie inwestycyjnym), (Tabela 7.1). Potencjalnie, po wybudowaniu elektrowni Sierzewo na Wiśle można byłoby również wykorzystać w tym celu elektrownię Włocławek (obecnie pracuje w trybie utrzymania stałego poziomu wody w zbiorniku). Inwestycje wodne są drogie ale potencjalny czas eksploatacji może w praktyce znacząco przekroczyć 50 lat. Jak wynika z [24] Znormalizowany koszt magazynu energii (*Levelised cost of storage LCOS*) dla współczynnika wykorzystania (*capacity factor CF*) równego (10÷20)% w roku 2030 dla elektrowni szczytowo-pompowych wynosi około 600 PLN/MWh (dla założonego czasu eksploatacji równego 40 lat), a dla magazynów energii elektrochemicznych około 1050÷1850 PLN/MWh (10 lat eksploatacji). Ponieważ ceny elektrochemicznych magazynów energii maleją z roku na rok, można przypuszczać, że w tym „wyścigu” elektrownie szczytowo-pompowe przegrają.

7.2. Prognoza rozwoju sieci w krajowym systemie elektroenergetycznym

Na Rys. 7.8 i Rys. 7.9 przedstawiono wybrane informacje dotyczące sieci elektroenergetycznych, ze wskazaniem stanu obecnego, cech pozytywnych i negatywnych (niosących zagrożenia dla pracy systemu) oraz sposoby (możliwości) wyeliminowania tych zagrożeń. Lewe strony rysunków definiują stan systemu (kolor zielony) lub wskazują zagrożenia dla pracy tych systemu

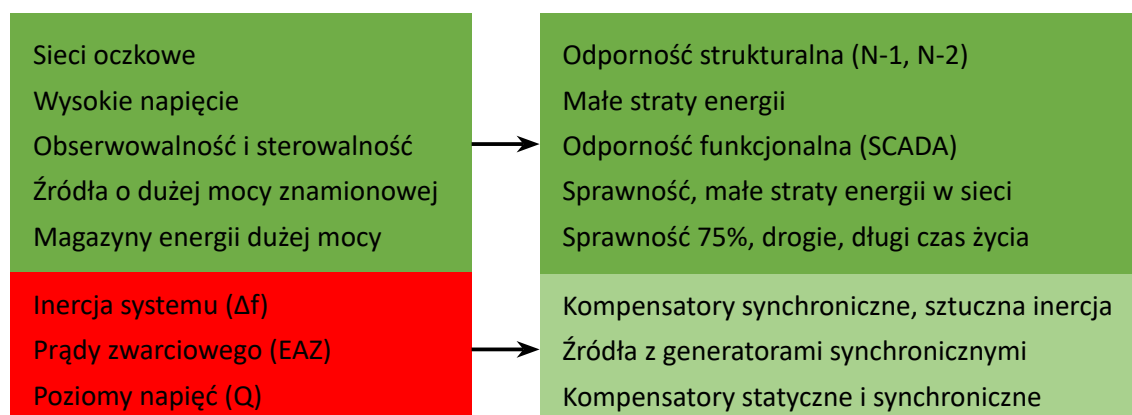
(kolor czerwony). Prawe strony rysunków opisują cechy zdefiniowanych z lewej strony stanów oraz wskazują sposoby eliminacji lub mitygacji zagrożeń wskazanych z lewej strony. Kolor czerwony wskazuje zagrożenia lub cechy negatywne (ograniczenia) danej sieci.

Przykładowo, w przypadku sieci WN wzrost penetracji systemu elektroenergetycznego przez OZE, w okresach dużej generacji mocy przez te źródła, prowadzi do zmniejszenia liczby pracujących źródeł klasycznych (z generatorami synchronicznymi). To z kolei powoduje zmniejszenie inercji systemu (zmniejszenie energii zgromadzonej w masach wirujących turbo- i hydrozespołów). I dalej prowadzi do wzrostu wahań częstotliwości w systemach elektroenergetycznych. Jednym z rozwiązań problemu jest tu zastosowanie kompensatorów synchronicznych, szczególnie z odpowiednio dużymi masami wirującymi. Dodatkowo wsparciem może być tu tzw. sztuczna inercja, tj. odpowiednie algorytmy implementowane w układach sterowania źródłami OZE i magazynami energii z przekształtnikami energoelektronicznymi (tworzącymi w pewnym sensie funkcjonalnie grupę urządzeń nazywaną IBRs²).

Zmniejszenie liczby źródeł energii z generatorami synchronicznymi prowadzi również do zmniejszenia wartości prądów zwarciovych, co z kolei może prowadzić do ograniczenia pewności działania zabezpieczeń elektroenergetycznych. Niewyłączenie elementu sieci (linii, szyn zbiorczych, transformatorów, itd.) przez automatykę EAZ potencjalnie, w skrajnym przypadku, skutkujące kaskadowym rozwojem zakłócenia, może prowadzić do blackout'u w systemie.

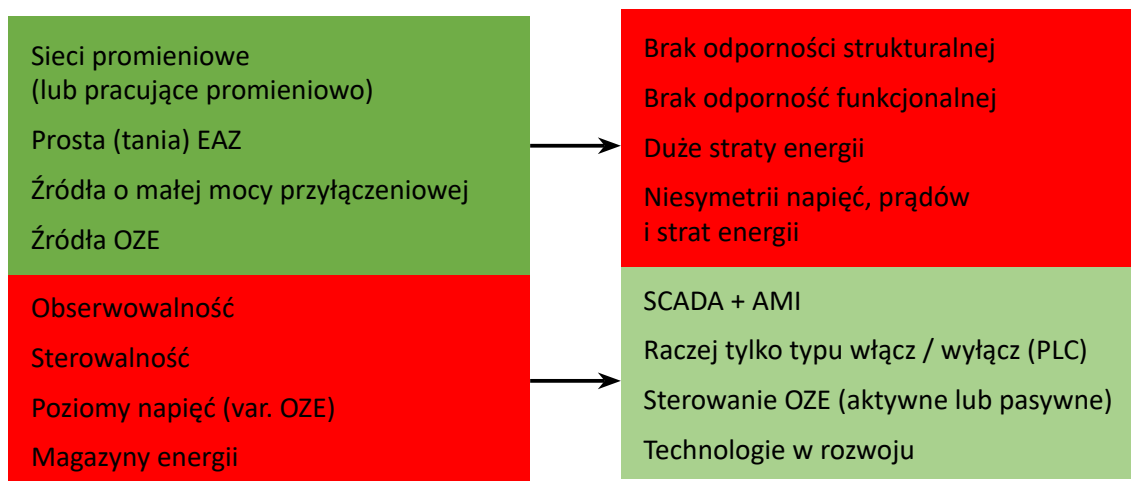
Wzrost nasycenia systemów OZE, i tym samym wprowadzenie mocy do węzłów ich przyłączenia, skutkuje wzrostem napięcia w węźle przyłączenia oraz w węzłach przylegających. Wzrost ten można skompensować poborem mocy biernej, co wymaga zastosowania układów kompensacji mocy biernej (zintegrowanych z źródłem energii lub odrębnych).

Podsumowując powyższe można stwierdzić, że zagrożenia dla pracy sieci WN można opłacać stosując opanowane obecnie technologicznie urządzenia i systemy – wskazane powyżej. Ponadto biorąc pod wzgląd cechy pozytywne tych sieci jak: odporność strukturalną i funkcjonalną (zapewnianą przez SCADA, a w przyszłości systemy WAMS), dużą sprawność transportu energii oraz długi czas życia (Rys. 7.8) można przewidywać, że sieci elektroenergetyczne WN funkcjonalnie i strukturalnie w przyszłości (rok 2050+) nie będą istotnie różniły się od sieci współczesnych. Rozbudowane zostaną natomiast systemy SCADA i ich algorytmy, które będą musiały uwzględniać (i sterować) bardzo dużą liczbą źródeł i magazynów energii, a w tym obiektów takich jak np. elektrowni wirtualne.



Rys. 7.8. Sieci WN – stan obecny i przyszłość, zalety i wady

² IBRs to skrót od ang. *Inverter Based Resources*, obejmujący zarówno OZE jak i magazyny energii, przyłączone do sieci z wykorzystaniem inwerterów. Z punktu widzenia pracy w systemie elektroenergetycznym, a w tym możliwości sterowania (realizacji zadań regulacyjnych), OZE oraz magazyny energii tego typu są zbliżone.



Rys. 7.9. Sieci SN i nN – stan obecny i przyszłość, zalety i wady

Sieci elektroenergetyczne SN i nN (Rys. 7.9) to obecnie sieci promieniowe lub pracujące promieniowo³. Taka konfiguracja pracy sieci upraszcza automatykę zabezpieczeniową i redukuje koszty budowy i eksploatacji sieci ale prowadzi do braku jej odporności strukturalnej jak i funkcjonalnej. Sieci SN obecnie są obecnie w sporej części obserwowalne i częściowo sterowalne. Obserwowalność sieci nN jest natomiast ograniczona, pomimo rozwoju systemów AMI, a sterowanie siecią nN nie jest praktycznie (poza stacjami SN/nN) realizowane.

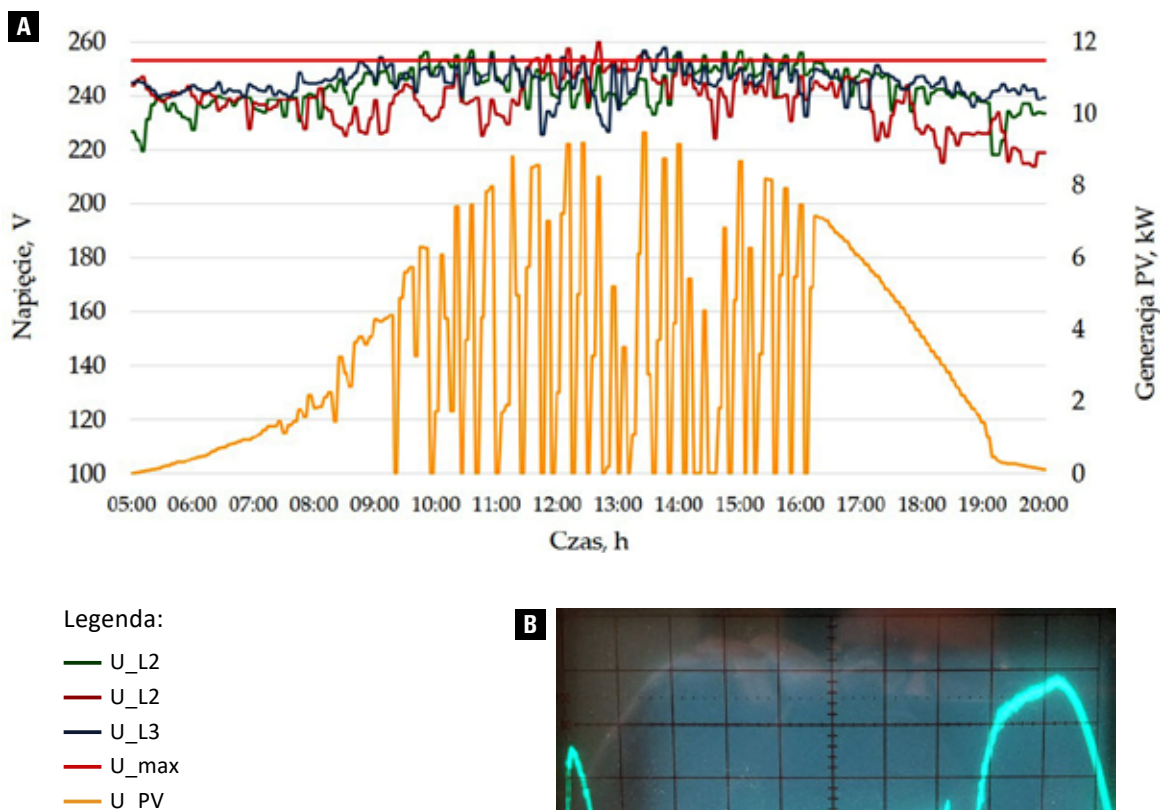
Podobnie jak w przypadku sieci WN, wzrost nasycenia OZE prowadzi do wzrostów napięć w tych sieciach, a w skrajnych przypadkach do okresowego wyłączania się i załączania się inwerterów źródeł PV (najczęściej stosowanych w sieciach nN). Powyższe, jak i stosowanie inwerterów jednofazowych źródeł PV (zwiększanie niesymetrii pracy), prowadzi do pogorszenia jakości energii w tych sieciach.

Sieci SN i nN będą podlegały największym zmianom. Oprócz magazynów energii różnego typu, spodziewać należy się modyfikacji istniejących systemów sterowania oraz implementacji nowych algorytmów sterowania tymi sieciami.

Wzrost nasycenia sieci rozdzielczych IBRs'ami, tj. OZE i magazynami energii prowadzi do występowania problemów technicznych i to zarówno po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych jak i po stronie odbiorców energii (w tym prosumentów):

- Problemy postrzegane przez OSD:
 - wzrost obciążenia sieci,
 - wzrost strat mocy i energii,
 - przepływy odwrotne (problemy z regulacją napięć),
 - wzrost wahań napięć (Rys. 7.10a),
 - wzrost niesymetrii napięć i prądów,
 - pogorszenie jakości energii (Rys. 7.10a),
- Problemy postrzegane przez odbiorców energii i prosumentów:
 - względnie małe wykorzystanie energii z własnego źródła,
 - wyłączanie się źródeł energii w wyniku działania zabezpieczeń nadnapięciowych inwerterów (Rys. 7.10a),

³ Sieci SN i nN rozwijają się w takim kierunku, ze względu na koszty ich budowy i eksploatacji. Z punktu widzenia całego systemu elektroenergetycznego wyłączenie gałęzi sieci SN, a tym bardziej gałęzi sieci nN, nie niesie z sobą żadnych negatywnych konsekwencji dla systemu jako całości.



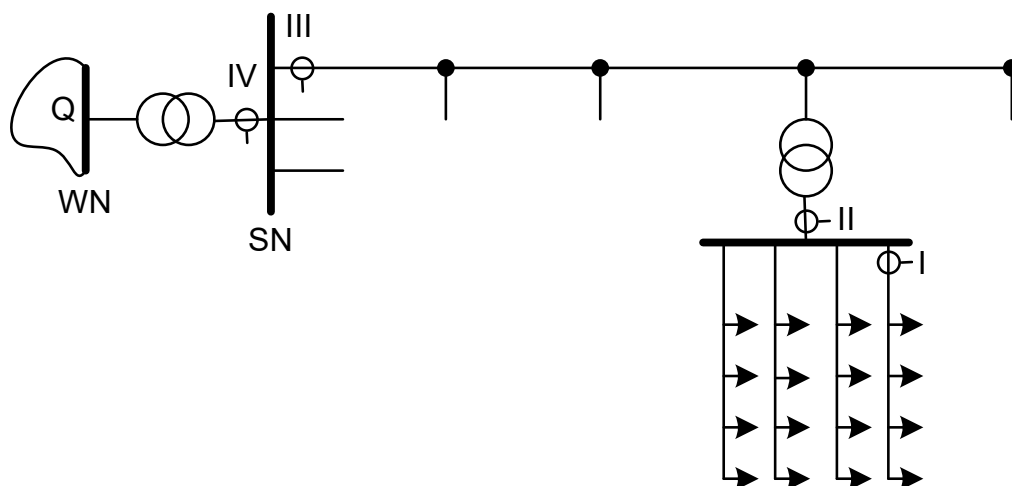
Rys. 7.10. A) Wyłączanie inwertera źródła PV przez zabezpieczenie nadnapięciowe. B) Przykładowy prąd źródła światła LED

- wyłączanie OZE przez OSD, zazwyczaj w kolejności: małe – średnie – duże, źródła energii,
- dokładność pomiaru energii przez współczesne liczniki energii w przypadku dużego odkształcenia prądu lub napięcia (Rys. 7.10b).⁴

Rozwiązanie powyższych problemów można upatrywać w następujących działaniach, które można traktować jako przewidywane kierunki (wizje) rozwoju sieci elektroenergetycznych SN i nN:

- W zakresie struktury sieci
 - Zamykanie pierścieni. W miarę upływu czasu należy spodziewać się zamykania pierścieni w części sieci SN w stanach normalnej pracy, natomiast sieci nN pozostaną sieciami promieniowymi.
 - Automatyzacja sieci SN, ew. nN (FDIR, SCADA). Nastąpi rozwój systemów zwiększających obserwowalność sieci nN oraz sterowalność sieci SN i nN. W najprostszych przypadkach będą to układy FDIR w sieciach SN, a następnie układy sterowania, których funkcje celu będą oparte o pomiar prądu, napięcia, mocy w punktach I, II (sieci nN) oraz

⁴ Jak wynika z raportu [26] błędy wprowadzane przez dostępne na rynku liczniki energii sięgają od kilkudziesięciu do kilkuset procent. Liczniki te spełniają wymagania obecnie obowiązujących norm, a duże błędy występują w przypadku pomiaru prądów odkształconych. Oznacza to konieczność dostosowania procedur testowania liczników to rzeczywistości systemowej kreowanej przez odbiory nieliniowe i inwertery.



Rys. 7.11. Sterowanie w sieciach SN i nN w przyszłości

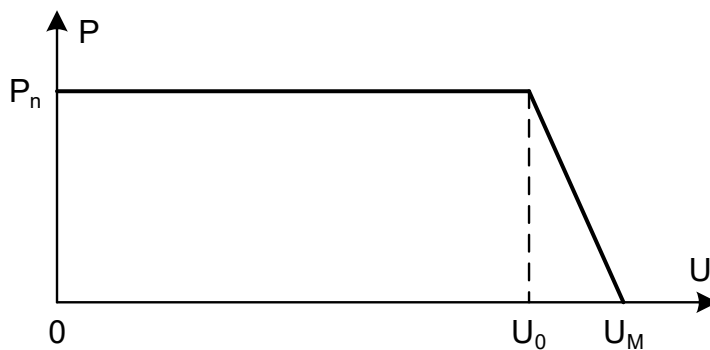
punktach III i IV (sieci SN) (Rys. 7.11). Umożliwi to zarządzanie energią/mocą w gałęziach nN (pkt. I) w podsieci nN (pkt. II), w gałęzi SN (pkt. III), w sieci SN (pkt. IV). Obiektami sterowanymi będą tu źródła energii (inwertery), magazyny energii oraz odbiory (rozumiane np. jako zbiór odbiorników w gospodarstwie domowym podlegający sterowaniu).

- Podniesienie napięcia znamionowego sieci nN do SN, np. do 3 kV, 1,5 kV, (ew. nN do 0,69 kV dla nowych sieci). Uzasadnione ekonomicznie i technicznie będzie budowanie sieci SN (3 kV, 1,5 kV) z przydomową transformacją do nN (400 V) w nowobudowanych rozległych sieciach zasilających odbiorców indywidualnych (odpowiednik sieci amerykańskich) i dużą liczbą IBRs. Do rozważania jest przejście części istniejących sieci nN z 400 V na 690 V z przydomową transformacją na poziom 400 V.
- Transformatory symetryzujące (ZN, energoelektroniczne). W celu poprawy jakości energii w sieciach nN stosowane będą transformatory symetryzujące: klasyczne z uzwojeniami połączonymi w zygzak oraz w dedykowanych miejscach sieci transformatory dodawcze energoelektroniczne.
- Magazyny energii (akumulatory np. Na-ion, H_2 , CH_4). Magazyny energii instalowane będą na wszystkich poziomach napięcia. Z punktu widzenia minimalizacji strat energii najbardziej uzasadnione lokalizacje to miejsca przyłączenia źródeł energii lub u odbiorców. W sieciach nN będą to przydomowe magazyny energii – realizujące cele odbiorcy lub prosumenta, oraz magazyny przyłączone w stacjach SN/nN – realizujące głównie cele operatora sieci.
- Cable-pooling – współwytwarczanie energii elektrycznej przez źródła składające się z więcej niż jeden typ elektrowni, mających wspólny punkt przyłączenia do sieci, będzie powszechne (obecnie jest to już wdrażane w KSE). Regulator takiego źródła energii będzie ograniczał moc wprowadzaną do sieci i równocześnie będzie sterowany przez OSD/OSP.
- Elektrolizery (przydomowe, w stacjach SN) Technologie wodorowe (H_2 , CH_4 , CH_3OH) rozwijające się obecnie (ale raczkujące) na poziomie sieci wysokiego napięcia „zejdą” na poziom sieci nN. Wodór wytwarzany w instalacjach przydomowych będzie wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej (funkcja wodorowego zasobnika energii) oraz bezpośrednio jako paliwo do samochodów. Technologie metanowe pozostaną na poziomie napięć średnich i wysokich ze względu na konieczność dostępu do dużych ilości dwutlenku węgla CO_2 .

- W zakresie zarządzania energią (odbiorcy/prosumenci)
 - System PLC vs internet (przewodowy lub telefonia komórkowa). OSD rozwijają system AMI w oparciu o technologię PLC. Technologia ta boryka się z problemami związanymi z ograniczoną pewnością przesyłu informacji w pożądanym okresie czasu. Problemy te będą narastały w miarę pogarszania się jakości energii elektrycznej, a w tym wzrostu poziomu harmonicznych, będącego wzrostem liczby odbiorników nieliniowych i inwerterów różnego typu. Technologia PLC sprawdza się w pewnym stopniu w zastosowaniu do odczytu liczników energii ale nie nadaje się do realizacji szybkiego sterowania. Można zatem zakładać, że rozwój systemów sterowania w sieciach nN i SN wymusi konieczność przejścia OSD na internet przewodowy lub z wykorzystaniem telefonii komórkowej. Będzie to uzasadnione dużą ilością danych do przesłania przy rosnących możliwościach przesyłu danych oraz faktem posiadania praktycznie przez wszystkie gospodarstwa domowe routerów lub telefonów komórkowych (łącność OSD z licznikiem energii lub innymi urządzeniami może być realizowana przez telefon – system GSM).
 - Profilowanie odbiorcy energii elektrycznej (AMI). Możliwość uzyskiwania informacji o poborze energii, włączając w to informacje o pracy źródeł i magazynów energii, umożliwi profilowanie prosumentów/odbiorców. To z kolei umożliwi precyzyjne planowanie pracy sieci SN i nN, a w tym planowanie sterowania urządzeniami prosumenta/odbiorcy energii.
 - Wykrywanie uszkodzeń źródeł PV, magazynów energii, hydrolizerów, ogniw paliwowych, itd. Profilowanie prosumenta/odbiorcy energii przez zbieranie informacji o pracy jego urządzeń umożliwi wykrywanie ich uszkodzeń. Oprócz uwzględniania tych informacji w procesie planowania pracy sieci, może być ona wykorzystywana w usłudze realizowanej przez OSD na rzecz prosumenta. Dodatkowo, możliwe będzie tu również wykrywanie nielegalnego poboru energii.
 - Optymalizacja nastawień inwerterów (IBRs), w tym charakterystyki $P = f(U)$. Profilowanie urządzeń prosumenta/odbiorcy energii oraz urządzeń innych podmiotów (w tym np. należących do Operatora) umożliwi optymalizację nastawień tych urządzeń. Optymalizacja może być realizowana również na podstawie analiz off-line, tj. w oparciu o wiedzę inżynierską i oprogramowanie specjalistyczne.
 - Sterowanie odbiorami domowymi (optymalizacja poboru energii na styku odbiorcy z siecią elektroenergetyczną: lodówka, grzejnik, pralka, oświetlenie, itd.). Rozwój IoT (*Internet of Things*) powoduje, że coraz większa liczba urządzeń w gospodarstwach domowych jest w stanie komunikować się przez internet. Wzrasta zatem liczba urządzeń, którymi można sterować, np. włączać je i wyłączać w określonych przedziałach czasu. Urządzenia te można włączyć w system zarządzania poborem i magazynowania energii (a u prosumenta również produkcji), co w przypadku wprowadzenia dynamicznych taryf energii, może przynosić wymierne korzyści prosumentowi/odbiorcy energii jak i OSD. OSD może zaproponować odbiorcy usługę zapewniającą klientowi określony poziom komfortu korzystania z energii elektrycznej. Sterownik (system) Operatora w oparciu o informacje o aktualnej cenie energii, urządzeniach włączonych w system sterowania, parametrach bytowych obiektu (np. temperaturze) oraz preferencjach czasowych odbiorcy będzie sterował urządzeniami odbiorcy optymalizując zdefiniowaną funkcję celu.
 - Sterowanie odbiorami odbiorcy (DSM, DSR). W ramach umowy z prosumentem/odbiorcą energii elektrycznej OSD będzie realizował funkcję DSM lub DSR na potrzeby systemu elektroenergetycznego. Funkcja ta będzie niezależna od usługi opisanej powyżej, która realizowana jest na potrzeby odbiorcy.
 - Sprzętowa i informatyczna integracja dostawców różnych nośników energii (sterownik łączący się z routerem). Gospodarstwa domowe oraz inni odbiorcy korzystają z różnych nośników energii: energii elektrycznej, gazu, energii cieplnej. Systemy zarządzania energią

będą integrowały te różne formy energii, sterując nie tylko odbiorami, źródłami i magazynami energii elektrycznej ale również urządzeniami zużywającymi inne nośniki energii. W tym przypadku system taki będzie optymalizował zużycie tych nośników energii zapewniając zdefiniowany (wynikający z umowy) poziom komfortu funkcjonowania odbiorcy. Tym integratorem, dostawcą usługi może być OSD.

- W zakresie sterowania lokalnego u prosumenta
 - Wyłączanie źródeł/ograniczanie generacji. Wyłączanie lub ograniczanie mocy wprowadzanej do sieci przez IBRs będzie realizowane przez regulatory ulokowane na różnych poziomach napięcia sieci, realizujące zadania lokalne oraz globalne na rzecz OSD, dotyczące rozptyłu mocy, jakości energii i bilansowania mocy.
 - Dostosowywanie mocy wprowadzanej przez IBRs do sieci elektroenergetycznej niezależnie w każdej fazie. W przypadku prosumenta, celem będzie zwiększenie wykorzystania źródła energii, tj. zużycia własnego. W przypadku posiadacza magazynu energii bez źródła energii celem może być optymalizacja kosztów poboru energii elektrycznej. W przypadku OSD celem może być symetryzacja obciążenia w punkcie przyłączenia prosumenta lub dalej w wybranej gałęzi sieci.
 - Implementacja funkcji $P = f(U)$, $Q = f(P) = -P/\tan\varphi$. Implementacja w inwerterach źródeł i magazynów energii funkcji $P = f(U)$, przedstawionej na Rys. 7.12, spowoduje ograniczenie mocy wprowadzanej do sieci w przypadku występowania wysokich wartości napięcia. Wyeliminuje to wielokrotne wyłączanie i włączanie się IBRs (w tym źródeł PV), takie jak przedstawiono na Rys. 7.10a. Z punktu widzenia prosumenta może to zmniejszyć nieznacznie (w zależności od konfiguracji i parametrów urządzeń) ilość produkowanej energii w stosunku do stanu bez wyłączeń [25] ale istotnie zwiększy jej ilość w stosunku do stanu z wyłączeniami. Dodatkowo poprawie będzie podlegać jakość energii elektrycznej w sieci. Implementacja tej funkcji w IBRs, niezależnie w każdej fazie, zwiększy powyższy efekt. Innym sposobem na ograniczenie wyłączeń IBRs jest uzależnienie mocy biernej pobieranej z sieci od generowanej mocy czynnej $Q = f(P)$. Wprowadzenie mocy czynnej do węzła sieci prowadzi do wzrostu napięcia. Równoczesny pobór mocy biernej, np. w ilości $Q = f(P) = -P/\tan\varphi$, gdzie φ jest kątem impedancji zwarciowej widzianej z miejsca przyłączenia źródła energii, eliminuje wzrost napięcia (składową podłużną) w punkcie przyłączenia. Powyższe można uzyskać przez wprowadzenie odpowiedniego wymogu do IRiESD.
- W zakresie sterowania zdalnego w celu: minimalizacji strat energii, symetryzacji prądów i napięć lub wartości i kierunku przepływu mocy (energii):
 - Wyłączanie źródeł energii. Sterowanie przez wyłączanie/załączanie IBRs oraz wybranych odbiorów energii elektrycznej (usługa DSM, DSR).



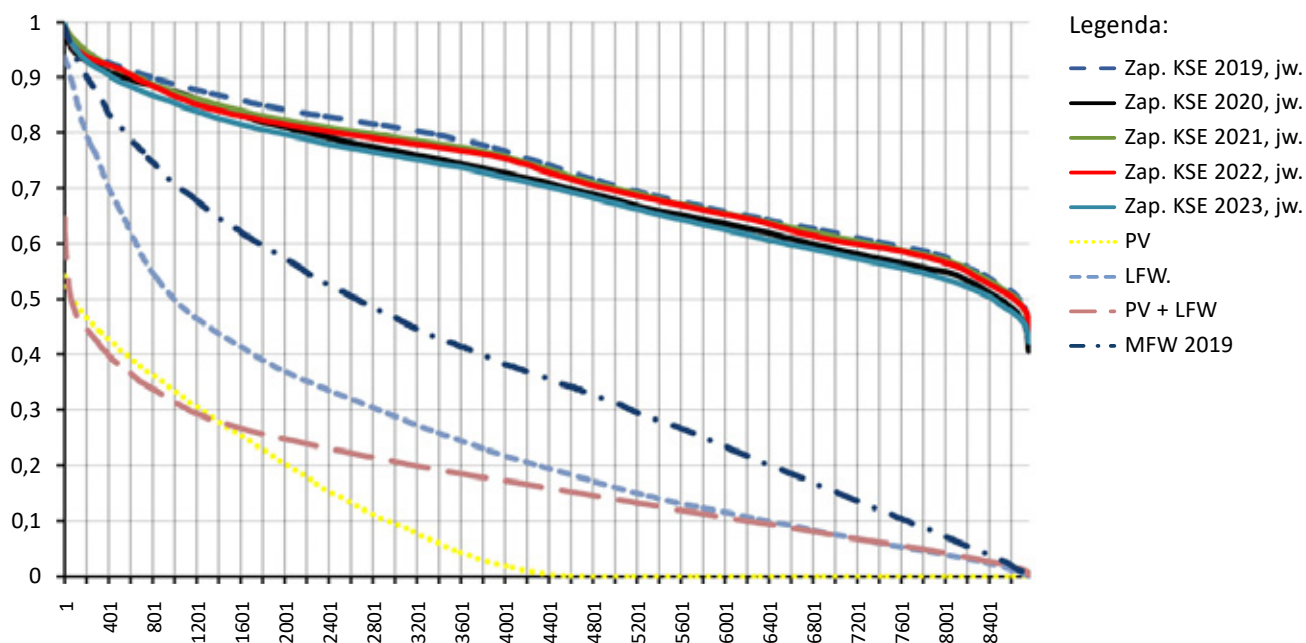
Rys. 7.12. Charakterystyka eliminująca bądź ograniczająca wyłączenie IBRs

- Sterowanie rozplływem mocy w gałęzi nN. Sterowanie IBRs i wybranymi odbiorami, przyłączonymi do danej gałęzi nN w celu uzyskania określonego efektu z wykorzystaniem regulatora zasilanego informacyjnie w pkt. I (Rys. 7.11).
- Sterowanie rozplływem mocy w sieci nN. Sterowanie IBRs i wybranymi odbiorami, przyłączonymi do danej sieci nN w celu uzyskania określonego efektu z wykorzystaniem regulatora zasilanego informacyjnie w pkt. II (Rys. 7.11). Działanie to może być realizowane z wykorzystaniem regulatorów sterujących rozplływem mocy w gałęziach nN danej sieci (regulatory w pkt. I, Rys. 7.11).
- Sterowanie rozplływem mocy w gałęzi SN. Sterowanie IBRs i wybranymi odbiorami przyłączonymi do danej gałęzi SN oraz sterowanie regulatorami podrzędnymi jak regulatory w pkt I i pkt II, w celu uzyskania określonego efektu z wykorzystaniem regulatora zasilanego informacyjnie w pkt. III (Rys. 7.11).
- Sterowanie rozplływem w sieci SN (transformator WN/SN). Sterowanie IBRs i wybranymi odbiorami, przyłączonymi do danej sieci SN lub nN w celu uzyskania określonego efektu z wykorzystaniem regulatora zasilanego informacyjnie w pkt. IV (Rys. 7.11). Działanie to może być realizowane z wykorzystaniem regulatorów sterujących rozplływem mocy w gałęziach SN oraz nN danej sieci (regulatory w pkt. I, pkt. II i pkt. III, Rys. 7.11).
- Sterowanie podobciążeniowe transformatorami SN/nn. Sterowanie podobciążeniowe transformatorami z wykorzystaniem transformatorów klasycznych (regulacja podłużna) lub energoelektronicznych (np. dodawczych). Wydaje się, że efektywniejsze będzie sterowanie IBRs i, w przypadku stosowania, transformatorami energoelektronicznymi.

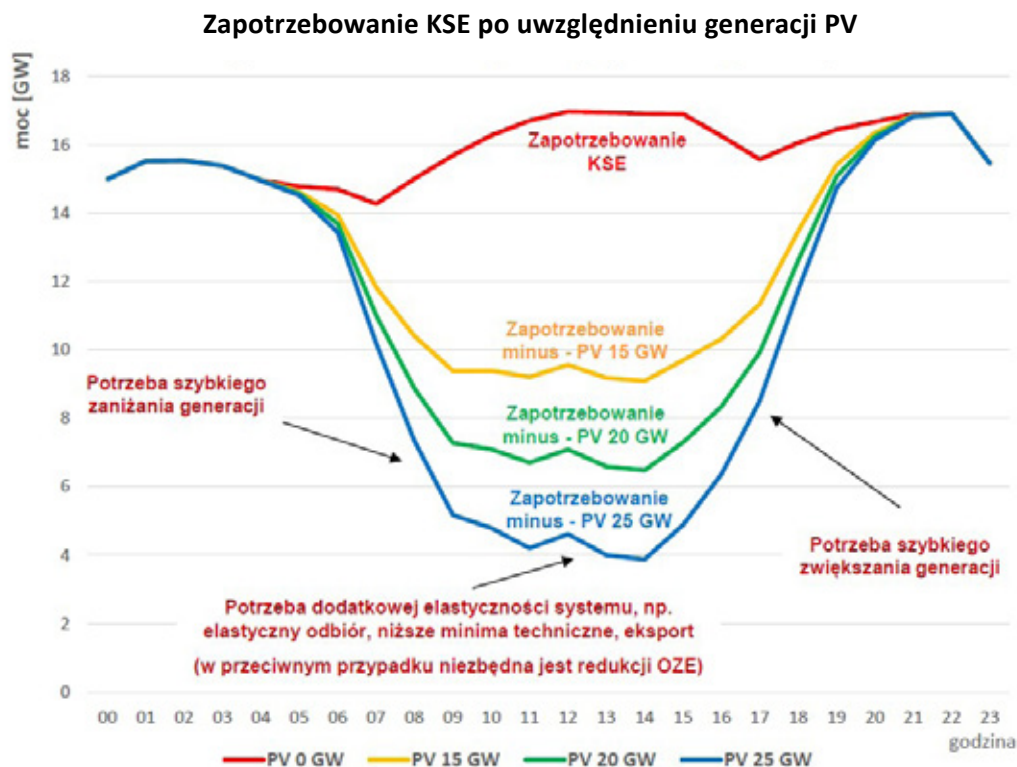
Rola magazynowania energii elektrycznej w transformacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Z obserwacji rozwoju elektroenergetyki światowej i krajowej wynikają następujące wnioski [27–31]:

- Światowy sektor elektroenergetyczny musi się szybko przekształcić, zmniejszając roczną emisję dwutlenku węgla netto do zera do 2050 r., by utrzymać globalne ocieplenie na poziomie poniżej 2°C. Oznacza to, że elektrownie na paliwa kopalne muszą zostać zastąpione nisko-emisyjnymi odnawialnymi źródłami energii i energią jądrową.
- Po stronie podaży wytwarzanie energii elektrycznej z energii wiatru i słonecznej jest zmienne, pogodozależne (Variable Renewable Energy Sources – VRES) a z energii jądrowej kosztowne inwestycyjnie. Po stronie popytowej zapotrzebowanie na energię elektryczną staje się mniej przewidywalne i bardziej zmienne z uwagi na elektryfikację transportu (pojazdy elektryczne EV) i ciepłownictwa.
- Cztery kluczowe elementy zapewniające elastyczność system elektroenergetycznego to elastyczne wytwarzanie energii (~3400 GW w 2020 roku), połączenia międzysystemowe sieci elektroenergetycznych (~180 GW), reakcja strony popytowej (~40 GW) i magazynowanie energii elektrycznej (~180 GW). Tymczasem elastyczność wytwarzania maleje ze względu na wycofywanie się z paliw kopalnych (Rys. 8.1) a przyrosty elastyczności wynikające z połączeń międzysystemowych i reakcji strony popytowej są niepewne.

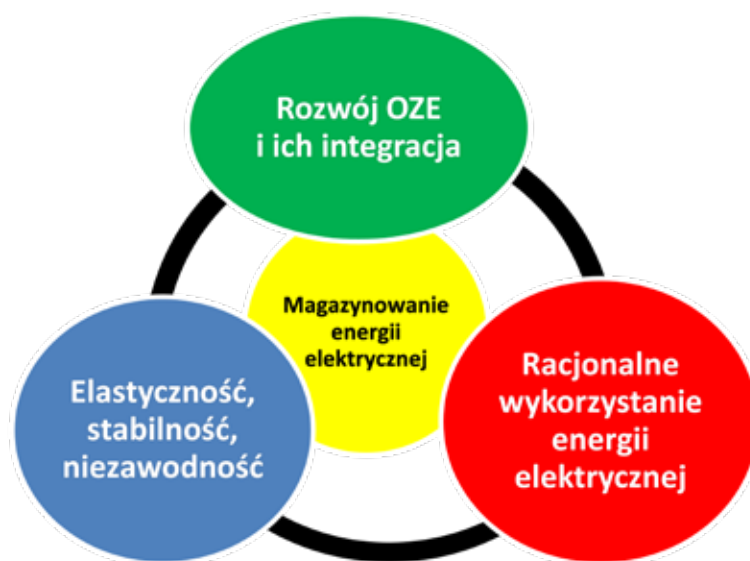


Rys. 8.1.A. Roczne uporządkowane wykresy zapotrzebowania na moc w KSE w latach 2019–2023 i hipotetyczne wykresy uporządkowane generacji elektrowni fotowoltaicznych (PV), wiatrowych na lądzie (LFW) i wiatrowych na morzu (MFW)

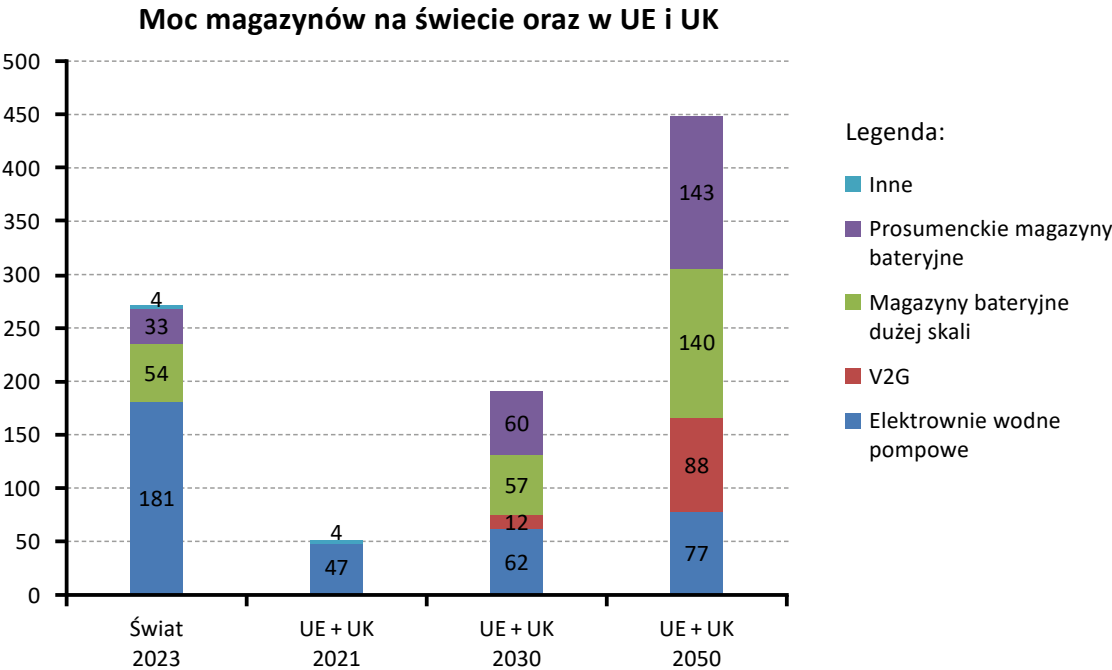


Rys. 8.1.B. „Krzywa kaczka” ilustrująca problemy KSE

- Transformacja energetyki nie może obyć się bez źródeł sterowalnych o stabilnej generacji. Znaczący potencjał taniego, niskoemisyjnego magazynowania energii elektrycznej jest wymagany, aby umożliwić efektywne kosztowo, zero emisyjne systemy elektroenergetyczne (Rys. 8.2, Rys. 8.3). Trzeba jednak zaznaczyć, że magazyny energii nie mogą być traktowane na równi z nowymi źródłami wytwórczymi, bowiem nie wytwarzają energii elektrycznej, a służą jedynie do jej przechowywania i przesunięcia zużycia na bardziej dogodny okres z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego lub rynku (wyższe ceny).



Rys. 8.2. Magazynowanie energii – podstawą niskoemisyjnego i bezpiecznego systemu elektroenergetycznego UE [29]



Rys. 8.3. Aktualna i przewidywana moc magazynów energii elektrycznej [28, 29]: V2G – Vehicle to Grid, wykorzystanie pojemności baterii samochodów elektrycznych

W unijnej dyrektywie rynkowej 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 roku magazynowanie energii zdefiniowano w następujący sposób:

Magazynowanie energii – oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.

Z kolei w ustawie Prawo energetyczne można znaleźć podobną definicję magazynowania energii elektrycznej:

Magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.

Ponadto w ustawie Prawo energetyczne podano definicję magazynu energii elektrycznej:

Magazyn energii elektrycznej – instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.

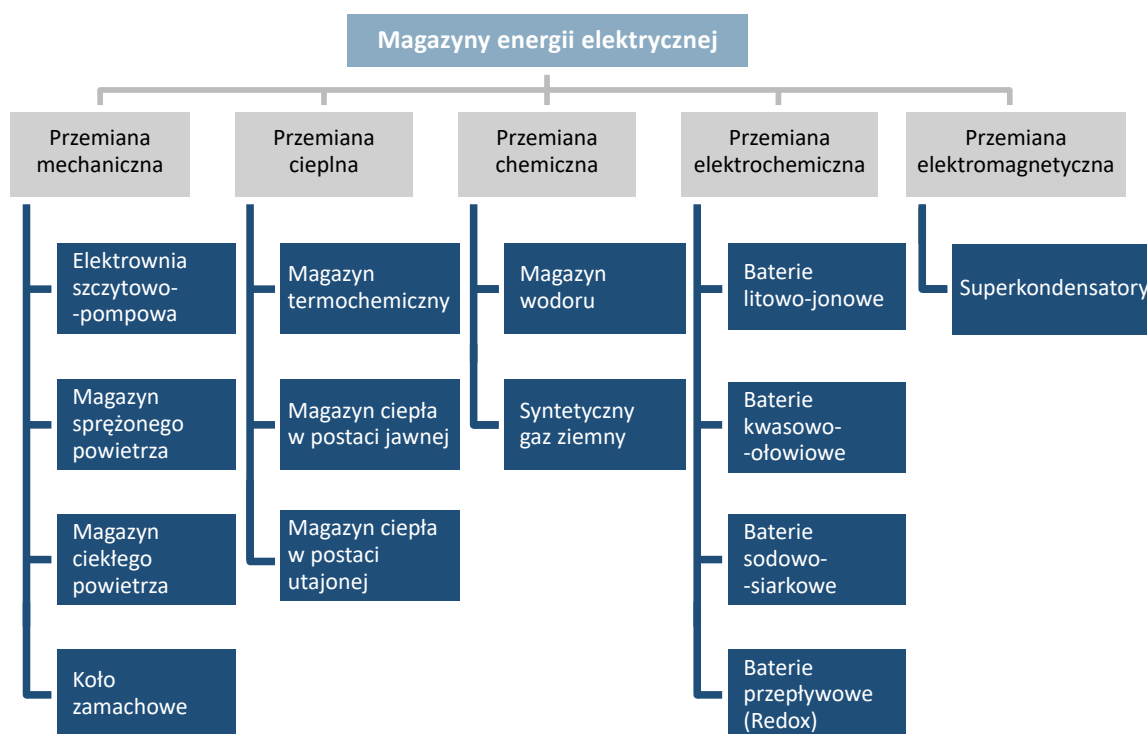
W procesach magazynowania energii można wyróżnić następujące przemiany:

- a) **transformację** – jest to część procesu, w którym zachodzi zmiana parametrów energii bez zmiany jej postaci/rodzaju (np. magazynowanie energii elektrycznej w zasobnikach bateryjnych, gdzie zmianie ulega napięcie, prąd oraz częstotliwość),
- b) **konwersję** – jest to część procesu, w której zachodzi zmiana rodzaju energii (np. z energii elektrycznej do energii chemicznej zmagazynowanej w postaci np. wodoru, metanu, metanolu lub amoniaku).

W procesie magazynowania energii można również wyróżnić następujące przemiany fizyczne:

- mechaniczna, polegająca na wykorzystywaniu konwersji energii potencjalnej i kinetycznej;
- elektromagnetyczna, w ramach której jest wykorzystywana konwersja energii zgromadzonej w polu elektrycznym i magnetycznym;
- elektrochemiczna, w której jest wykorzystywana energia reakcji elektrochemicznych;
- chemiczna, w ramach której jest wykorzystywana konwersja energii reakcji chemicznych.

Poza powyższymi przemianami energii można również wyróżnić przemianę cieplną, którą można pośrednio wykorzystać w procesie magazynowania energii elektrycznej, jednakże ze względu na niskie temperatury magazynowanego ciepła i utrudnioną konwersję tej postaci energii z powrotem do energii elektrycznej, układy tego typu nie znajdują obecnie powszechnego zastosowania, aczkolwiek są uważane za perspektywiczne. Podział technologii magazynowania energii ze względu na wykorzystywane przemiany fizyczne przedstawiono na Rys. 8.4.



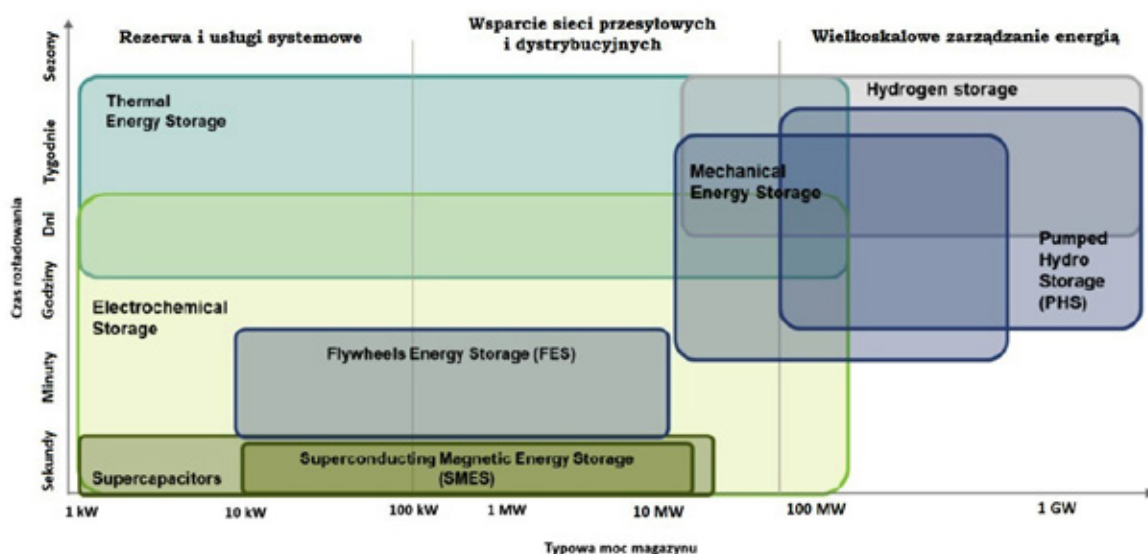
Rys. 8.4. Podział technologii magazynowania energii ze względu na przemiany fizyczne [32, 33, 34]

Magazyny (zasobniki) energii elektrycznej (MEE) są uważane za układy mogące w znaczący sposób wpływać na poprawę warunków pracy systemu (sektora) elektroenergetycznego. Ich rola w systemach elektroenergetycznych (SEE), w tym krajowym (KSE), istotnie wzrasta wraz ze wzrostem udziału niestabilnych odnawialnych źródeł energii (pogodowo/klimatycznie zależnych), głównie elektrowni słonecznych i wiatrowych, w bilansie energetycznym kraju. Rozwój energetyki rozproszonej również może wpłynąć na potrzebę stosowania magazynów energii elektrycznej celem zapewnienia prawidłowego funkcjonowania małych, lokalnych podsystemów elektroenergetycznych, wykorzystujących różne, zarówno konwencjonalne, jak i alternatywne technologie wytwórcze, co przełoży się na niezawodność dostaw energii elektrycznej do użytkownika/odbiorcy końcowego.

Nowoczesne magazyny energii elektrycznej mogą przyczynić się głównie do [32, 34]:

- Zwiększenia zasobów rezerw mocy i usług systemowych/bilansujących w wymiarze obszarowym lub lokalnym (wsparcie dla podsektora wytwarzania energii elektrycznej i rynku systemowego).
- Usprawnienia procesów przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej w wymiarze obszarowym lub lokalnym (wsparcie dla podsektora przesyłu i dystrybucji).
- Poprawy dyspozycyjności odnawialnych źródeł energii i jakości produkowanej przez nie energii elektrycznej (wsparcie dla wykorzystania OZE).
- Poprawy parametrów jakości zasilania (ciągłość zasilania i jakość napięcia) energią elektryczną na poziomie odbiorcy końcowego, w tym również odbiorcy z OZE (wsparcie dla odbiorcy końcowego).

Możliwe przypisanie technologii magazynowania energii elektrycznej do obszarów aplikacyjnych przedstawiono na Rys. 8.5.



Rys. 8.5. Moce, czasy rozładowania i obszary zastosowań magazynów energii elektrycznej [29]

W podsektorze wytwarzania i na rynku systemowym głównymi obszarami aplikacyjnymi mogą być:

- Regulacja częstotliwości, napięcia, mocy czynnej i biernej w SEE. Głównym założeniem jest potrzeba bardzo szybkiej odpowiedzi na zmieniające się warunki bilansowe i rozprężowe (rozpręży mocy czynnej i biernej) w sieci elektroenergetycznej. Z tego powodu MEE muszą charakteryzować się bardzo krótkimi czasami wejścia do pracy i stosunkową dużą pojemnością (zdolnością magazynowania) – technologie tu predystynowane to: bateryjne magazyny energii różnego rodzaju (technologie baterii akumulatorów).
- Wsparcie dla rynku bilansującego – technologie tu predystynowane to: ogniwa paliwowe stało-tlenkowe SOFC, bateryjne magazyny energii, pneumatyczne magazyny energii, elektrownie wodne szczytowo-pompowe.
- Powiększenie rezerwy systemowej – technologie tu predystynowane to bateryjne magazyny energii.
- Wyrównywanie obciążenia elektrycznego systemu (poprawa stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej) – technologie tu predystynowane to: bateryjne magazyny energii, pneumatyczne magazyny energii, elektrownie wodne szczytowo-pompowe.

- e) Rozruch elektrowni po dużej awarii systemowej – technologie tu predystynowane to: pneumatyczne magazyny energii, elektrownie wodne szczytowo-pompowe, bateryjne magazyny energii.

W podsektorze przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej można wyróżnić trzy główne kategorie aplikacyjne:

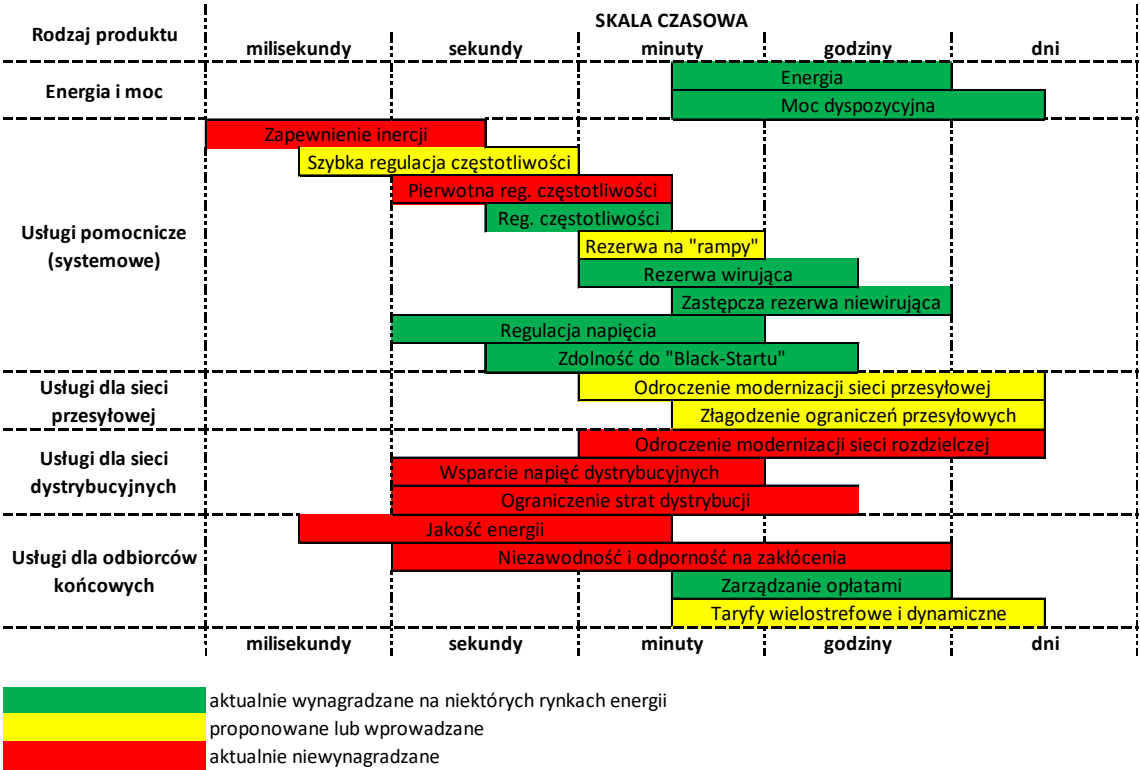
- a) Poprawa stabilności systemów przesyłowych i dystrybucyjnych (poprawa zdolności przesyłowych) – technologie tu predystynowane to: bateryjne magazyny energii, nadprzewodzące magazyny energii.
- b) Usprawnienie procesów sterowania przesyłem energii (kontrola poziomów napięcia) – technologie tu predystynowane to: bateryjne magazyny energii, nadprzewodzące magazyny energii.
- c) Przesunięcie inwestycji sieciowych w czasie. Właściwe usytuowanie magazynu energii w systemie elektroenergetycznym może znacząco odsunąć w czasie potrzebę realizacji bardzo kosztownych inwestycji i/lub modernizacji linii przesyłowych i dystrybucyjnych celem dostosowania możliwości technicznych systemu do rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną – technologie tu predystynowane to: bateryjne magazyny energii, wodór i ogniwa paliwowe.

Wymagany czas operacyjny dla aplikacji usprawniających funkcjonowanie OZE w SEE wynosi 6–12 godzin. Można rozróżnić trzy podgrupy aplikacyjne:

- a) Usprawnienie możliwości sterowania jednostkami wytwórczymi OZE, łatwiejsza integracja z systemem elektroenergetycznym, stabilizacja pracy pojedynczych jednostek generacyjnych OZE (łagodzenie negatywnych zjawisk charakterystycznych dla niestabilnej generacji OZE, np.: wahań napięcia – migotanie światła) – technologie tu predystynowane to: superkondensatory, kinetyczne magazyny energii, bateryjne magazyny energii.
- b) Kompensacja nadwyżek i niedoborów energii (gorąca rezerwa) produkowanej przez duże jednostki OZE (wsparcie dla lokalnych mikrosieci lub krajowych SEE, wsparcie dla rynku bilansującego) – technologie tu predystynowane to: bateryjne magazyny energii, pneumatyczne magazyny energii, średnio- i wysokotemperaturowe ogniwa paliwowe.
- c) Przeciwdziałanie stanom dynamicznym, usprawniające pracę hybrydowych układów wytwórczych – technologie tu predystynowane to: kinetyczne zasobniki energii, bateryjne magazyny energii, pneumatyczne magazyny energii.

Na poziomie odbiorcy/użytkownika końcowego magazyny energii elektrycznej mogą być wykorzystane do usprawniania pracy systemów rozdzielczych, gdzie klientem jest odbiorca końcowy (zarówno przemysłowy, jak i indywidualny), dla którego kwestie ciągłości zasilania i jakości energii elektrycznej są kluczowe, choćby ze względu na skomplikowane procesy technologiczne, które wymagają bezprzerwowego zasilania energią o odpowiednich parametrach. Najważniejsze obszary aplikacyjne można zestawzić w trzy grupy:

- a) Zwiększenie niezawodności/pewności zasilania. Dla zapewnienia ciągłości zasilania odbiorników priorytetowych w czasie krótko- lub długotrwałych przerw w zasilaniu z sieci elektroenergetycznej buduje się rozdzielnice napięcia gwarantowanego wyposażone m.in. w zaawansowane systemy UPS, w których głównym elementem jest magazyn energii. Technologie tu predystynowane to: bateryjne magazyny energii, kinetyczne magazyny energii (kompozytowe).
- b) Układy do utrzymania bądź poprawy parametrów jakościowych energii elektrycznej. Użytkownicy energii elektrycznej są wrażliwi na szybkie zmiany parametrów jakościowych energii jak np.: przepięcia, chwilowe zapady napięcia zasilającego bądź odkształcenia wyższymi harmonicznymi. Zakłócenia te są wynikiem występowania w sieci rozdzielczej odbiorników nieliniowych o dorywczym reżimie pracy. Technologie magazynów energii wykorzystane w wyspecjalizowanych układach kondycjonujących (do poprawy jakości napięcia), jak np.: kompensatory mocy biernej SVC lub filtry aktywne, mogą skutecznie przeciwdziałać tym zaburzeniom chroniąc odbiorniki wrażliwe przed ich negatywnym wpływem. Magazyny energii mogą również usprawnić pracę małych (kilka kW) układów generacyjnych wykorzystu-



Rys. 8.6. Produkty (usługi) oferowane przez magazyny energii elektrycznej [32, 35]

jących turbozespoły wiatrowe lub systemy fotowoltaiczne, pracujących na potrzeby pojedynczych gospodarstw domowych – technologie tu predystynowane to: superkondensatory, kinetyczne magazyny energii, bateryjne magazyny energii.

c) Pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na energię. Jest kilka aplikacji wykorzystujących technologie MEE do wyrównywania obciążenia w danym systemie bądź mikrosystemie elektroenergetycznym na poziomie dystrybucji. Bardzo dobrym przykładem jest tu trakcja elektryczna, która z uwagi na duży udział odbiorów silnikowych charakteryzuje się nierównomiernym poborem energii z systemu elektroenergetycznego.

Próbie systematyki produktów, które są lub mogą być oferowane przez magazyny energii elektrycznej przedstawiono na Rys. 8.6.

Funkcjonowanie magazynów energii w Polsce zostało kompleksowo prawnie uregulowane zmianą ustawy Prawo energetyczne, która weszła w życie w lipcu 2021 roku. Magazynowanie energii elektrycznej w magazynach o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej większej niż 10 MW wymaga uzyskania koncesji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Wynika to z potrzeby zagwarantowania pewności świadczenia usług na rzecz KSE. Działalność o mniejszej skali (w magazynach o mocy większej niż 50 kW lecz nieprzekraczającej 10 MW) podlega jedynie wpisowi do rejestru magazynów energii elektrycznej, który w postaci elektronicznej prowadzą poszczególni operatorzy systemu elektroenergetycznego.

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne operator systemu elektroenergetycznego nie może budować, posiadać, obsługiwać magazynów energii, ani nimi zarządzać. Jednym z wyjątków od tej zasady jest sytuacja, kiedy Prezes URE, na wniosek operatora, uzna magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci. Od momentu wprowadzenia ww. zmiany ustawy do 10 maja 2024 roku do URE wpłynęły wnioski od 6 operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), dotyczące łącznie 41 magazynów energii, o wydanie decyzji uznających te magazyny energii za w pełni zintegrowane elementy sieci i wyrażenie zgody, by operator systemu elektroenergetycznego je posiadał,

budował, zarządzał nimi lub je obsługiwał. Do 10 maja 2024 roku Prezes URE wydał 5 decyzji uznających magazyny energii elektrycznej OSD za w pełni zintegrowane elementy sieci i wyraził odpowiednią zgodę, jedną decyzję odmowną, 35 wniosków jest w trakcie rozpatrywania [36].

Z przeprowadzonego w URE monitoringu rejestrów magazynów energii wynika, że magazyny zostały wskazane w rejestrach 5 największych OSD i OSP. W rejestrach znalazło się 12 magazynów energii o łącznej mocy zainstalowanej 1464,5 MW (Tabela 8.1). Połowa z tych magazynów wykorzystuje baterie litowo-jonowe. Największymi magazynami pod względem mocy zainstalowanej są elektrownie szczytowo-pompowe, których łączna moc zainstalowana stanowiła 85% całkowitej mocy magazynów z rejestrów.

Dane zawarte w Tabeli 8.1 nie dostarczają pełnej informacji o aktualnym potencjale magazynowania energii elektrycznej w Polsce (trwający proces rejestracji magazynów, brak informacji o magazynach mniejszej mocy, w tym prosumenckich, itp.). Na rynku mocy, na rok dostaw 2028, zostały zawarte kontrakty mocowe przez elektrownie szczytowo-pompowe na moc 1229 MW a przez magazyny elektrochemiczne na moc 1899 MW. Można zatem uznać, że obecny potencjał magazynowania energii elektrycznej w Polsce to ok. 3,1 GW i ok. 8,9 GWh.

Oszacowania i prognozy dotyczące potrzeb i rozwoju magazynowania energii elektrycznej w Polsce w perspektywie roku 2050 są rozproszone i zróżnicowane. Według „Polityki energe-

Tabela 8.1

Magazyny o mocy powyżej 50 kW, przyłączone do sieci operatorów według stanu na koniec 2023 roku [36]

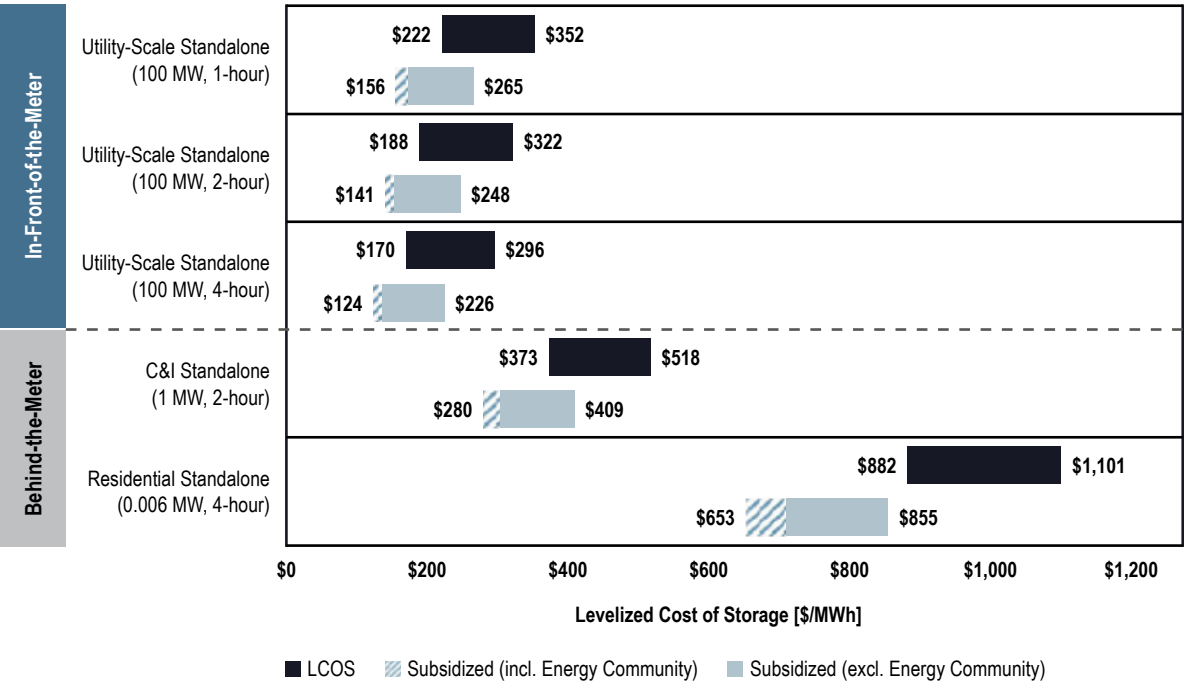
Nazwa magazynu	Technologia	Moc zainst. [MW]	Pojemność [MWh]	Sprawność [%]	Maksymalna moc [MW]	
					Ładow.	Rozład.
PGE EO ESP Żarnowiec	Elektrownia szczytowo-pompowa PHS	710,6	3800	78	800	776
PGE EO ESP Porąbka Żar	Elektrownia szczytowo-pompowa PHS	540	2000	75	560	592
Stoen Operator Warszawa	Baterie litowo-jonowe	0,07	0,062	82	0,07	0,07
PGE Dystrybucja Rzeszów	Baterie litowo-jonowe	2,088	4,237	84	2,048	2,048
PGE EO ESP Solina	Elektrownia szczytowo-pompowa PHS	198,66	640	79	64,8	198
Tauron Ekoenergia Lubachów	Baterie litowo-jonowe	0,5	0,5	80	0,5	0,5
Tauron Inwestycje Bytom	Elektrochemiczna	0,2	0,25	93	0,15	0,15
Tauron Jaworzno	Elektrochemiczna	0,15	0,15	88	0,15	0,15
PGE EO Porąbka	Baterie litowo-jonowe z ogniwami typu NMC	0,55	0,75	90	0,55	0,55
Energa Wytwarzanie Wiślina	Hybrydowo-akumulatorowa	6	15	70	6	6
Orlen Odolanów	Akumulatory litowo-jonowe	0,18	0,403	98	0,1	0,05
PKP Energetyka Garbce	Baterie litowo-jonowe	5,5	1,2	bd	bd	bd
Razem		1464,498	6462,552	-	1434,368	1575,518

tycznej Polski do roku 2040 roku” potencjał DSR i MEE ma wynieść 4950 MW w 2040 roku, w scenariuszu 3 do jej aktualizacji MEE i DSR w roku 2040 oceniono na 11 GW (w tym 5 GW w wielkoskalowych i prosumenckich magazynach bateryjnych oraz 4,8 GW w elektrowniach szczytowo-pompowych), w opracowaniach studialnych spotyka się wartości rzędu 200–300 GWh dla roku 2050. Zgodnie z „Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034” PSE moc instalacji magazynowania energii elektrycznej planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej to 18 087 MW, przy czym: zawarto umowy o przyłączenie – 1901 MW, wydano warunki przyłączenia – 9690 MW, planowane do przyłączenia do sieci 110 kV (warunki przyłączenia uzgodnione pomiędzy OSP i OSD) – 3606 MW, planowane do przyłączenia do sieci SN (wielkości szacowane na podstawie wydanych warunków przyłączenia, nie uwzględniają nowych instalacji prosumenckich) – 2890 MW.

To zróżnicowanie wynika częściowo z ekonomicznej opłacalności magazynowania energii elektrycznej. Do oceny ekonomicznej MEE można wykorzystać jednostkowy uśredniony koszt magazynowania energii LCOS. Parametr LCOS wykorzystuje metodykę uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej (LCOE), która jest zwykle stosowana do oceny kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach różnych typów. Metodyka ta została przeniesiona na grunt technologii magazynowania, jako ekonomiczna ewaluacja jej strony rozładowczej i umożliwia porównanie różnych technologii magazynowania pod względem średniego kosztu na kWh.

Analogiczną metodykę wykorzystuje w swoich analizach firma doradczo-zarządzająca finansami Lazard [37]. Wyniki analizy z roku 2024 przedstawiono na Rys. 8.7. W odniesieniu do finansowania budowy MEE przyjęto, że 20% nakładów inwestycyjnych pochodzi z kredytu oprocentowanego w wysokości 8% a 80% nakładów ze środków własnych inwestora, z kosztem kapitału w wysokości 12%.

Analiza ekonomiczna MEE nie może ograniczać się tylko do zastosowania LCOS. Pełna analiza efektywności ekonomicznej MEE powinna uwzględniać strumienie przychodów (mogą to być koszty uniknięte) z tytułu realizowanych przez MEE funkcji/usług, stosownie do obszaru aplikacyjnego [32, 34, 35, 37].



Rys. 8.7. Jednostkowy koszt energii z bateryjnych MEE (LCOS) wg Lazard 2024 [37]

9

Podsumowanie

Podsumowując powyższe rozważania można sformułować następujące wnioski:

- **W sferze zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym**

Międzynarodowe zobowiązania Polski związane z dążeniem świata do neutralności klimatycznej, wynikające z podpisania i ratyfikowania przez nasz kraj Porozumienia klimatycznego oraz decyzji Rady Europejskiej, a także obecna struktura źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), oparta w przeważającym stopniu na paliwach kopalnych, i poważny wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w ostatnim czasie w elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi, wymagają istotnej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE. Głównym celem transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE musi być odejście od stosowania paliw kopalnych.

Transformacja ta powinna opierać się na zasadzie zrównoważonego rozwoju. Do najważniejszych kryteriów zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE należą: (1) zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE, koniecznego dla zapewnienia ciągłej i niezawodnej dostawy energii elektrycznej odbiorcom, (2) zapewnienie dostawy energii elektrycznej odbiorcom po przystępnej (akceptowalnej) cenie, sprzyjającej ekonomicznemu rozwojowi kraju oraz (3) zapewnienie ochrony środowiska i przeciwdziałanie zmianom klimatycznym. Oznacza to, że konieczna zrównoważona transformacja energetyczna źródeł wytwórczych w KSE wymaga zbudowania w okresie najbliższych 25. lat bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego. Długoterminowa strategia budowy bezpiecznego, zeroemisyjnego i efektywnego ekonomicznie systemu elektroenergetycznego w kraju nie posiadającym dużych zasobów hydroenergetycznych, pozwalających na budowę w systemie elektroenergetycznym elektrowni wodnych dużej mocy, zapewniających bezpieczną i stabilną jego pracę, musi opierać się na łączeniu rozwoju energetyki wykorzystującej odnawialne źródła energii (OZE) oraz energetyki jądrowej.

Za bezpieczeństwo pracy KSE odpowiadają głównie jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD). Obecnie są nimi przede wszystkim 72 parowe bloki energetyczne opalane węglem kamiennym i brunatnym o łącznej mocy ok. 24 GW. Ich dotychczasowy czas pracy w KSE i w związku z tym wyeksploatowanie jest jednak znaczne. 16-cie z tych bloków o łącznej mocy ok. 3,6 GW pracuje w KSE już od 41 do 56 lat i będzie musiało być wyłączone z eksploatacji w czasie najbliższych dziesięciu lat, a pozostałe w najbliższych dwudziestu pięciu latach, z powodu zużycia technicznego i niezdolności do dalszej pracy w KSE.

Dlatego głównym wyzwaniem transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE, w najbliższych 25. latach, musi być zsynchronizowanie stopniowego wyłączania z ruchu wyeksploatowanych parowych bloków opalanych węglem, pełniących w KSE funkcje JWCD, zapewniających bezpieczeństwo jego pracy, z włączaniem do KSE nowych jednostek wytwórczych, mogących pełnić podobne funkcje, zapewniające bezpieczeństwo pracy KSE. Wykonane analizy wskazują, że nowymi JWCD w KSE powinny być jądrowe bloki energetyczne, charakteryzujące się, podobnie jak bloki parowe opalane węglem, niezależną od warunków pogodowych ciągłością pracy i zapewniające wytwarzanie energii elektrycznej przy zerowej emisji CO₂ oraz umiarkowanych kosztach w długim horyzoncie czasowym, dzięki niskim

kosztom paliwowym. Jednostkowe, zdyskontowane na 2024 rok, koszty wytwarzania energii elektrycznej w jądrowych blokach energetycznych z reaktorami PWR generacji III+ są oceniane w warunkach polskich na ok. 470 zł/MWh i są obecnie od ok. 1,2 razy niższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach gazowo-parowych opalanych gazem ziemnym oraz ok. 1,6 razy niższe od kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach parowych opalanych węglem (Rys. 3.1).

W ostatnich latach zostało zbudowanych i włączonych do eksploatacji w systemach elektroenergetycznych 8 krajów 29 nowoczesnych, jądrowych bloków energetycznych z reaktorami wodno-ciśnieniowymi PWR generacji III+, charakteryzujących się: pełną dojrzałością konstrukcyjną, eksploatacyjną, w tym wysokim bezpieczeństwem, oraz komercyjną, a także niezależną od warunków pogodowych ciągłością pracy, ważnymi dla JWCD, odpowiedzialnych za bezpieczeństwo pracy KSE. Wybór energetycznych bloków jądrowych z reaktorami AP 1000 firmy Westinghouse, z grupy reaktorów PWR generacji III+, dla pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce należy uznać za w pełni uzasadniony. Inwestycja ta w toczącym się procesie transformacji energetycznej w elektroenergetyce jest w Polsce pilnie potrzebna. Bardzo pilny jest również wybór lokalizacji dla dwóch lub trzech następnych systemowych elektrowni jądrowych, aby ich moc w KSE mogła osiągnąć około 7,5 GW w 2040 roku, a około 12 GW w 2050 roku. Ważnymi argumentami przy wyborze tych lokalizacji powinny być infrastruktura, w tym szczególnie sieciowa, obecnych elektrowni opalanych węglem, po wyłączeniu ich z eksploatacji oraz akceptacja społeczna lokalnej społeczności. Ważnymi węzłami sieci przesyłowych są Konin i Bełchatów i dlatego te rejony wydają się być, z tego punktu widzenia, najkorzystniejszymi następnymi lokalizacjami dla elektrowni jądrowych.

Równolegle powinny być prowadzone w Polsce prace przygotowawcze nad lokalizacjami dla energetycznych bloków jądrowych z reaktorami typu SMR, aby budowa elektrowni jądrowych z takimi blokami mogła się rozpocząć natychmiast po ukształtowaniu się na świecie dojrzałych konstrukcyjnie, eksploatacyjnie i komercyjnie projektów. Moc elektrowni jądrowych z takimi blokami powinna osiągnąć w Polsce wartość około 3 GW w 2050 roku.

W niniejszej opinii założono, że w zrównoważonej transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE równolegle do rozwoju energetyki jądrowej będą rozwijane technologie wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujące wszystkie rodzaje odnawialnych źródeł energii (OZE), w zakresie (poszczególnych ich rodzajów), biorącym pod uwagę: dostępność danego rodzaju OZE, potrzeby (możliwość zużycia wytworzonej energii elektrycznej w przeważającej części w chwili jej wytwarzania) oraz kryterium efektywności ekonomicznej.

Z opracowanej propozycji programu zrównoważonej transformacji źródeł wytwórczych w KSE, wynika że w docelowej perspektywie rozważanej transformacji energetycznej ok. 2050 roku struktura całkowicie zeroemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej w KSE składałaby się w ok. 56,9% z wytwarzania w źródłach wykorzystujących OZE, w tym ok. 22,4% w elektrowniach wiatrowych na morzu, ok. 14,6% w elektrowniach wiatrowych na lądzie, ok. 13,5% w elektrowniach fotowoltaicznych, ok. 3,1% w elektrociepłowniach opalanych biomasą, ok. 2,2% w elektrowniach opalanych biogazem i ok. 1,1% w elektrowniach wodnych, oraz w ok. 43,1% w elektrowniach jądrowych, zapewniając równocześnie bezpieczeństwo pracy KSE i umiarkowane koszty wytwarzania energii elektrycznej. Natomiast w etapach pośrednich zeroemisyjne wytwarzanie energii elektrycznej osiągnęłoby ok. 38,9% w 2030 roku i ok. 75,7% w 2040 roku.

Wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce przyczyni się do zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i tym samym bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju, uniezależni nasz kraj od paliw kopalnych, ustabilizuje w długim horyzoncie czasowym koszty wytwarzania i tym samym ceny energii elektrycznej dla odbiorców, obniży poważnie emisję CO₂ sektora wytwórczego elektroenergetyki i przybliży nasz kraj do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Rozporządzenie delegowane 2022/1214 z dnia 9.03.2022 roku Komisji Europejskiej do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2020/852 z dnia 18.06.2020 roku, w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone środowiskowo inwestycje, włączyło rozwój energetyki jądrowej do zrównoważonej środowiskowo działalności gospodarczej, wnoszącej istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu, co powinno ułatwić rozwiązanie problemu finansowania Programu polskiej energetyki jądrowej.

Proces transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE musi odbywać się przy akceptacji społecznej. Ważnym dokumentem w tym zakresie jest Umowa społeczna, dotycząca transformacji sektora węgla kamiennego i ustalająca zakończenie wydobywania węgla kamiennego w Polsce do końca 2049 roku oraz środki wsparcia dla tego sektora w procesie transformacji, podpisana 28.05.2021 roku.

Transformacja energetyczna w Polsce, w tym szczególnie rozwój energetyki jądrowej, będzie wymagała zintensyfikowania prac naukowo-badawczych w tej dziedzinie oraz kształcenia kadr specjalistów.

Aby proces transformacji energetycznej źródeł wytwórczych w KSE mógł przebiegać bez opóźnień, które przyniosłyby duże straty ekonomiczne i środowiskowe, zdaniem Komitetu Elektrotechniki PAN, konieczne jest przyspieszenie prac, szczególnie w zakresie:

- a) Wydania przez Organy Państwa aktów prawnych uściślających i ułatwiających przebieg tego procesu aż do 2050 roku, w tym aktualizacji Programu polskiej energetyki jądrowej i Polityki energetycznej Polski.
- b) Ustanowienia Funduszu transformacji energetycznej przede wszystkim z wpływów budżetowych za pozwolenia do emisji CO₂, z przeznaczeniem 50% tego funduszu na realizację Programu polskiej energetyki jądrowej.
- c) Ustalenia lokalizacji drugiej i trzeciej elektrowni jądrowej aby mógł rozpocząć się długotrwały proces prac przygotowawczych do tych inwestycji.
- d) Ustalenia przez Ministra Aktywów Państwowych harmonogramu wyłączania z eksploatacji parowych bloków opalanych węglem, pełniących w KSE funkcje jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych i zapewniających bezpieczeństwo jego pracy, zsynchronizowanego z włączaniem do eksploatacji energetycznych bloków jądrowych, aby w procesie transformacji energetycznej nie było zagrożone bezpieczeństwo pracy KSE i dostawa energii elektrycznej do odbiorców, przez przyspieszone wyłączanie przez spółki energetyczne tych bloków z eksploatacji.

● W sferze struktury sieci elektroenergetycznych

Zmiany w sieciach elektroenergetycznych w KSE wymuszone zostaną przez zmiany w strukturze i technologii wytwarzania energii elektrycznej. Należy spodziewać się tu:

- W zakresie elektroenergetyki klasycznej: zmniejszania liczby, i w końcu eliminacji, bloków elektrowni węglowych (z opóźnieniem wyłączania tych bloków w stosunku do zamierzeń UE), pewnego przyrostu liczby elektrowni gazowo-parowych CCGT (tylko w pierwszej nadchodzącej dekadzie), pojawienia się elektrowni jądrowych (do kilku, wliczając w to SMR'y) oraz rozwoju kompensatorów synchronicznych (po części jako wynik wykorzystania generatorów synchronicznych wyłączanych z pracy bloków elektrowni klasycznych).
- W zakresie OZE: bardzo dużego przyrostu liczby źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych oraz bardzo małego przyrostu liczby elektrowni wodnych, biogazowych i biomasowych.
- W zakresie magazynów energii: bardzo dużego przyrostu magazynów energii w technologii elektrochemicznej, oraz jednej (może dwóch) elektrowni szczytowo-pompowych.

Odnawialne źródła energii (OZE), jak i magazyny energii, przyłączane do sieci przez inwertery, lokowane będą w sieciach elektroenergetycznych na każdym poziomie napięcia. Staną się one dominujące ilościowo i (w dużym stopniu) mocowo w systemie elektroenerge-

tycznym. Tym samym to one (poprzez ich algorytmy sterowania) będą decydowały o pracy, a w tym o właściwościach dynamicznych systemu elektroenergetycznego.

Źródła i magazyny energii o dużej mocy znamionowej, przyłączane będą (już są) do sieci WN, zastępując po części obecne klasyczne duże jednostki wytwórcze. Znacząco wzrośnie liczba źródeł i magazynów energii przyłączanych do sieci 110 kV, co spowoduje pewne rozproszenie źródeł wytwórczych w stosunku do stanu obecnego⁵. Powyższe będzie skutkowało zachowaniem struktury sieci WN (sieci 400 kV, 220 kV i 110 kV oczkowe), przy ich dalszym rozwoju w zakresie liczby linii i stacji elektroenergetycznych oraz rozwoju ich technologii.

Źródła i magazyny energii o małej i średniej mocy znamionowej przyłączane będą (już są) do sieci SN i nN. Rozwój sieci elektroenergetycznych średniego i niskiego napięcia w zakresie struktury będzie polegał na zwielokrotnianiu możliwości aktywnej (poprzez sterowanie automatyczne) lub pasywnej (działanie ręczne) rekonfiguracji tych sieci. Sterowanie zdalne będzie dotyczyło głównie sieci SN i stacji SN/nN, a ręczna rekonfiguracja sieci będzie realizowana w sieciach nN. Rozwój tych sieci w zakresie możliwości sterowania będzie polegał na maksymalizacji ich obserwowalności i sterowalności oraz na wyposażeniu tych sieci w układy regulacji automatycznej. W systemy sterowania włączona będzie bardzo duża liczba (powinna być znakomita większość) inwerterów OZE i magazynów energii poczynając od urządzeń prosumentów. Szeroki zakres możliwych zmian w tym obszarze przedstawiono w rozdziale 7.2. Postulować należy już obecnie wprowadzenie do wymagań operatorów szczególnie dla OZE o małych mocach i magazynów energii o małych mocach i energiach wymogu realizacji funkcji jak przedstawiona na Rys. 7.12, możliwości sterowania mocą czynną niezależnie w każdej fazie, możliwości pracy w trybie regulacji napięcia/mocy biernej, ew. uzależnienia wartości generowanej mocy biernej od wartości generowanej mocy czynnej (np. funkcja $Q = -P/\tan\phi$) w celu eliminacji wzrostu napięcia w wyniku wprowadzenia do węzła mocy czynnej.

● W sferze systemów magazynowania energii elektrycznej

Rozwój magazynowania energii elektrycznej pozwala na zmianę struktury wytwarzania energii w KSE (i jest dla niej konieczny) wspierając transformację energetyczną. Oczekiwany skutkiem jest uzyskanie:

1) Zeroemisyjności:

- Umożliwienie wprowadzania źródeł odnawialnych w dużej skali.
- Umożliwienie bilansowania przez częściowe zastąpienie likwidowanych elektrowni węglowych.
- Zastąpienie dyspozycyjności źródeł konwencjonalnych.

2) Zmiany miksu energetycznego:

- Utrzymanie a nawet zwiększenie bezpieczeństwa elektroenergetycznego.
- Rozszerzenie katalogu usług systemowych.

3) Rozwoju OZE:

- Wyrównanie chwilowych zmian generacji OZE związanych ze zmianą warunków pogodowych.
- Wprowadzenie możliwości wyrównania sezonowych nadwyżek i deficytów podaży energii ze źródeł odnawialnych i minimalizacja konieczności ograniczania produkcji tych źródeł (curtailment).

⁵ Pomijając koncentrację mocy wprowadzanej do KSE przez budowane morskie elektrownie wiatrowe i przyszłą elektrownię jądrową w Choczewie.

Literatura

- [1] BP Statistical Review of World Energy, Edition 2024.
- [2] Renewables 2024, Global Status Report, Energy supply, Paris, 2024.
- [3] Shedding light on energy in Europe-2024 edition. <https://ec.europa.eu/eurostat/web//iterctive-publications/energy-2024>, (dostęp 30.09.2024).
- [4] Polityka energetyczna Polski do 2040 roku. Monitor Polski 2021 poz. 128.
- [5] Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Agencja Rynku Energii S.A., Nr 6, 2024. Warszawa, 2024.
- [6] Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2022. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2023.
- [7] Statystyka Ciepłownictwa Polskiego 2023. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, 2024.
- [8] Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18.01.2006 roku dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. Dziennik Urzędowy UE, 2006, L 33/22 – L33/27.
- [9] Dyrektywa 2023/1791 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 13.09.2023 roku w sprawie efektywności energetycznej. Dziennik Urzędowy UE, 2023, L 231/1.
- [10] Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w w latach 2022–2036. Urząd Regulacji Energetyki, 2023, <https://www.ure.gov.pl/-/Raport-Plany-inwestycyjne-w-nowe-moce-wytworcze-latach-2022-2036> (dostęp 24.04.2023).
- [11] Program polskiej energetyki jądrowej. Monitor Polski 2020, poz. 946.
- [12] Zaporowski B.: Sustainable Development of Generation Sources in National Power System. „Acta Energetica”, nr 2/35, 2018, s. 57–63.
- [13] Zaporowski B.: Efektywność energetyczna i ekonomiczna perspektywicznych dla polskiej elektroenergetyki technologii wytwórczych. „Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej”, nr 63, część 2, 1919, s. 87–90.
- [14] Zaporowski B.: Bezpieczny, zeroemisyjny i efektywny ekonomicznie Krajowy System Elektroenergetyczny z elektrowniami jądrowymi, rozdział w monografii „Aktualne problemy pracy systemów elektroenergetycznych” pod red. Ryszarda Zajczyka. Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 2023, s. 13–23.
- [15] Scenariusz 3. Do prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040. Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainie. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2023.
- [16] Kłossowski E: Rynek i system elektroenergetyczny 2030. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, 2020.
- [17] Nuclear Power Reactors in the World. International Atomic Energy Agency, Vienna, Edition 2024.
- [18] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9.11.2023 roku w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje, oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej. Dz.U. 2023 poz. 2440.
- [19] Rynek fotowoltaiki w Polsce. Instytut Energetyki Odnawialnej. Warszawa, 2024.
- [20] Ustawa z dnia 10.04.21997 roku Prawo energetyczne. Dz.U. 2024 poz.266.
- [21] Ustawa z dnia 20.02.2015 roku o odnawialnych źródłach energii. Dz.U. 2015 poz. 478.
- [22] Ustawa z dnia 17.12.2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dz.U. 2021 poz. 234.
- [23] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032. PSE SA, Warszawa 2022.

- [24] Hanzelka Z., Piątek K.: Instalacje fotowoltaiczne w systemie elektroenergetycznym. PWN, Warszawa 2024
- [25] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034. PSE SA, Warszawa 2024.
- [26] Leferink R., Keyer C., Melentjev A.: Static Energy meter errors caused by conducted electromagnetic interference. IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine, No 5 (4): 49–55, December 2017.
- [27] Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA, October 2021.
- [28] Energy storage: Enabling higher integration and utilisation of variable renewables. Eurelectric position paper. October 2023.
- [29] Energy Storage Targets 2030 and 2050: Ensuring Europe's Energy Security in a Renewable Energy System. EASE, 2022.
- [30] The contribution of energy storage to decarbonisation and security of supply. Commission Staff Working Document. Brussels, 14.3.2023 SWD (2023) 57 final.
- [31] Przygodzki M., Gwóźdź R., Jankowski B.: Analiza potrzeb wdrożenia magazynów energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Przegląd Elektrotechniczny, R. 100, NR 8/2024.
- [32] Topolski Ł., Paska J.: Metodyka i narzędzia do analiz efektywności ekonomicznej układów energetycznych z magazynami energii oraz technologiami wodorowymi. Praca dla NCAE. IDEA NCBJ, lipiec 2023.
- [33] 2022 Grid Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. U.S. Department of Energy, 2022.
- [34] Paska J.: Zasobniki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym – zastosowania i rozwiązania. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 9a, 2012.
- [35] Chad A. i Blair N.: Energy Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5700-78694.
- [36] Magazynowanie energii elektrycznej. Raport URE. Warszawa, czerwiec 2024.
- [37] Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis—Version 9.0, Lazard's Levelized Cost of Hydrogen Analysis—Version 4.0. In: Lazard's Levelized Cost of Energy+, June 2024.

Przewodniczący
Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk
Prof. dr hab. inż. Marian Łukaniszyn

