

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032

Dokument główny kierowany do konsultacji z zainteresowanymi stronami

Marzec 2022 r.



Spis treści

1	Wprowadzenie	6
2	Kontekst oraz struktura dokumentu	7
3	Otoczenie oraz aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	9
4	Założenia oraz wyniki analiz planistycznych	47
5	Wyniki analiz rozwoju sieci przesyłowej	67
6	Dlaczego HVDC?	96
7	Dlaczego własne zasoby mocy?	99
8	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	101
9	Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych	103

Wykaz nazw, skrótów i oznaczeń

AC	(ang. Alternating Current) – prąd przemienny
AC/DC	(ang. Alternating Current / Direct Current) – prąd przemienny / prąd stały
ARE	Agencja Rynku Energii S.A.
CAPEX	(ang. Capital Expenditures) Wydatki inwestycyjne przeznaczone na rozwój lub budowę tylko w tej części, w której kapitał przeznaczony jest na podtrzymanie dotychczasowej zdolności przedsiębiorstwa do generowania przychodu
CBAM	(ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) - mechanizm dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji dwutlenku węgla
CCS	(ang. Carbon Capture and Storage) – Wychwytywanie i składowanie CO ₂
CCU	(ang. Carbon Capture and Utilization) – Wychwytywanie i utylizacja CO ₂
CSS	(ang. Clean Spark Spread) Wskaźnik stosowany na rynkach energii pozwalający oszacować przyszłe zyski wytwórców energii dla źródeł gazowych
CEP	(ang. Clean Energy Package - CEP) - Uchwalony w 2019 r. pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej - „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków”
CEP70	Wymóg zawarty w Art. 16 ust. 8 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 wchodzącego w skład CEP, nakładający na operatorów systemów przesyłowych UE, w tym PSE S.A., obowiązek udostępniania uczestnikom rynku od 1 stycznia 2020 r. międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy (podejście CNTC, ang. Coordinated Net Transmission Capacity) lub krytycznego elementu sieci (metoda FBA, ang. Flow Based Allocation) wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.
Core CCR	Region wyznaczania zdolności przesyłowych obejmujący granice obszarów rynkowych między następującymi państwami członkowskimi UE: Austrii, Belgii, Chorwacji, Czech, Francji, Niemiec, Węgier, Luksemburga, Holandii, Polski, Rumunii, Słowacji i Słowenii.
COVID-19	(ang. Coronavirus Disease – 2019) – nazwa choroby zakaźnej wywołana zakażeniem wirusem SARS-CoV-2
CY	(ang. Climatic Year) jest pojęciem wprowadzonym na potrzeby analiz wystarczalności prowadzonych przez ENTSO-E. Jeden rok klimatyczny jest zestawem danych takich jak temperatura powietrza, nasłonecznienie, siła wiatru oraz warunki hydrologiczne dla każdej strefy cenowej w Europie. Cała baza obejmuje dane klimatyczne z 38 lat klimatycznych (1982-2019)
DSR	(ang. Demand Side Response) - usługa dobrowolnego i czasowego obniżenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców lub przesunięcie w czasie poboru na polecenie OSP, w zamian za oczekiwane wynagrodzenie
DSS	(ang. Dark Spark Spread) Wskaźnik stosowany na rynkach energii pozwalający oszacować przyszłe zyski wytwórców energii dla źródeł węglowych
EENS	(ang. Expected Energy Not Supplied) – oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie
EJ	Elektrownia jądrowa
ENTSO-E	(ang. European Network of Transmission System Operators for Electricity) –Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
ERAA	(ang. European Resource Adequacy Assessment) Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim – wymóg rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej
ESP	Elektrownia szczytowo-pompowa
EU ETS	Unijny system handlu uprawnieniami do emisji
EV	(ang. Electric Vehicles) – pojazdy elektryczne

Green Deal / Pakiet „Fit for 55”	Pakiet propozycji legislacyjnych w ramach Europejskiego Zielonego Ładu (Green Deal) przedstawiony w dniu 14 lipca 2021 przez Komisję Europejską dotyczących proponowanych zmian w prawodawstwie UE oraz wprowadzenia nowych inicjatyw w celu zapewnienia zgodności polityk UE z celami klimatycznymi uzgodnionymi przez Radę i Parlament Europejski.
FW	Lądowa elektrownia wiatrowa
HVAC	(ang. High-Voltage Alternative Current) - linia wysokiego napięcia prądu przemiennego
HVDC	(ang. High-Voltage Direct Current) - linia wysokiego napięcia prądu stałego
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KE	Komisja Europejska
KJW	Konwencjonalna jednostka wytwórcza
KPEiK	Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r
KPZK	Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju do roku 2030
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LCOE	(ang. Levelized Cost of Electricity) – uśredniony koszt energii elektrycznej
LCOS	(ang. Levelized Cost of Storage) – uśredniony koszt magazynowania energii
LOLE	(ang. Loss of Load Expectation) – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie
LOLP	(ang. Loss of Load Probability) – prawdopodobieństwo wystąpienia deficytu mocy w rozpatrywanym okresie
MAF	(ang. Mid-Term Adequacy Forecast) – średnioterminowa prognoza wystarczalności generacji
MEE	Magazyn energii elektrycznej
MFW	Morska elektrownia wiatrowa
MPZP	Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego
nJWCD	Jednostka wytwórcza niebędąca JWCD
nn	Niskie napięcie
NN	Najwyższe napięcie
NTC	(ang. Net Transfer Capacity) – Zdolności Przesyłowe Netto
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
OSP	Operator systemu przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
P2P	(ang. P2P – Power-to-Power) – wykorzystanie procesu przemian energii elektrycznej w energię zmagazynowaną (np. w wodrze), a następnie ponowna przemiana w energię elektryczną
PCI	Projekty wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej
PEJ	Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o. o.
PEP	Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r.
PPEJ	Program polskiej energetyki jądrowej z dnia 2 października 2020 r.
PRSP	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną
PRSP 2021-2030	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030

PRSP 2023-2032	Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PV	(ang. Photovoltaic) – instalacja fotowoltaiczna
PZPW	Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa
Rozporządzenie 943	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz.U. UE L 158 z 14.6.2019 r
SARS-CoV-2	Nazwa koronawirusa odpowiedzialnego za wywołanie choroby zakaźnej określanej na świecie między innymi jako COVID-19
SE	Stacja elektroenergetyczna
SN	Średnie napięcie
SPBT	(ang. Simple Pay Back Time), wskaźnik oceny opłacalności inwestycji określający niezbędny okres czasu potrzebny na odzyskanie poniesionych nakładów na jej realizację.
SRMC	(ang. Short Run Marginal Costs) Krótko okresowe koszty krańcowe wytwarzania. Koszt krańcowy jest sumą kosztu paliwa, kosztu zakupu uprawnień do emisji CO ₂ oraz innych kosztów operacyjnych zmiennych
Strategia OffShore	Strategia na rzecz morskiej energetyki wiatrowej
SWS	(ang. Sever Weather Scenario) modelowy rok klimatyczny opracowany na potrzeby analiz wykonanych w ramach PRSP 2023-2032
TYNDP	(ang. Ten-Year Network Development Plan) – Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa Pe	Ustawa Prawo energetyczne
WACC	(ang. Weighted Average Cost of Capital) – średni ważony koszt kapitału. W całym opracowaniu wielkości WACC należy rozumieć jako wielkości realne przed opodatkowaniem

1 Wprowadzenie



Niniejszy Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, bardziej kolokwialnie zwany Planem rozwoju systemu przesyłowego, jest wynikiem kilku lat doświadczeń stosowania nowatorskich analiz techniczno-ekonomicznych, w tym metod probabilistycznych, w zakresie planowania inwestycji w sieć przesyłową. Nakreślenie zbioru inwestycji w sieć zostało poprzedzone fundamentalną analizą scenariuszy rozwoju otoczenia i wnętrza systemu elektroenergetycznego po to, by wytypować takie inwestycje, które będą wносиły wkład w bezpieczeństwo zasilania odbiorców w każdych warunkach. Prezentowane w Planie inwestycje mają na celu wsparcie:

- zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej do osiągnięcia celu krajowego w zakresie udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii,
- rządowego planu budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku,
- rządowego planu budowy mocy jądrowych,
- przyłączeń nowych jednostek wytwórczych zgodnie z wynikami aukcji rynku mocy na lata 2023-26,
- poprawy warunków zasilania, w tym minimalizacji ograniczeń sieciowych w całym systemie – w szczególności w kontekście planowanej budowy źródeł odnawialnych (wiatrowych) w Polsce północnej zarówno na morzu, jak i na lądzie.

Plan przynosi pierwszą dużą rewolucję technologiczną zgodną ze wzorcami pochodzącymi z bardzo rozwiniętych systemów elektroenergetycznych z dużym udziałem OZE w miksie wytwórczym. Jest nią budowa linii HVDC łączącej 2 wyraźnie zarysowujące się obszary Polski – północ i południe. Celem tej inwestycji jest umożliwienie przesłania wymaganych przez zlokalizowany na południu Polski przemysł energii wytworzonej w lądowych i morskich źródłach wiatrowych zgromadzonych na północy Kraju. Alternatywą wobec tego przedsięwzięcia byłaby rozbudowa linii AC, niemniej okupioną istotnymi i kosztownymi ograniczeniami.

Drugą ważną zmianą w podejściu do długoterminowego planowania pracy systemu elektroenergetycznego jest propozycja budowy przez operatora systemu przesyłowego zasobów wytwórczych. Mogłyby być one wykorzystywane na potrzeby interwencyjne lub w celu poprawy warunków funkcjonowania sieci elektroenergetycznej w sytuacjach, gdy zbiór jednostek wytwórczych dostępnych dla operatora do redysponowania nie jest wystarczający.

Zespół planistów Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. jest przekonany, że przygotowując niniejszy Plan wykorzystał cały swój potencjał intelektualny i wszystkie dostępne narzędzia zgodnie z najlepszymi standardami obowiązującymi w światowej elektroenergetyce. Cały Zarząd Spółki podziela to przekonanie. To dobry Plan, który dobrze się wpisuje w ogólnokrajowe i regionalne strategie rozwojowe i pomaga w modernizacji Kraju.

Prezes Zarządu

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

2 Kontekst oraz struktura dokumentu

PSE S.A. są przedsiębiorstwem pełniącym rolę operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terenie Polski, które zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne zajmuje się przesyłaniem energii elektrycznej i jest odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Niniejszy dokument stanowi plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Sporządzono go na podstawie przepisów art. 16 Ustawy Pe. Wzięto pod uwagę wymagania określone w tych przepisach, wskazane poniżej wraz z odniesieniem do konkretnych przepisów art. 16 Ustawy Pe:

- Plany zagospodarowania przestrzennego województw (art. 16 ust. 12 Ustawy Pe),
- Politykę energetyczną Polski (art. 16 ust. 1 pkt. 3 Ustawy Pe),
- 10-letni plan rozwoju sieci ENTSO-E, TYNDP 2020 (art. 16 ust. 1 pkt. 4 Ustawy Pe),
- Realizację umów o przyłączenie oraz określonych warunków przyłączenia do sieci przesyłowej (art. 16 ust. 11 Ustawy Pe),
- Realizację innych zobowiązań, w tym uzgodnień z OSD (art. 16 ust.12 Ustawy Pe).

Ponadto w niniejszym planie uwzględniono wymagania przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE) i rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 5 czerwca 2019 r.:

- 2019/941 w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE,
- 2019/942 ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki,
- 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

W tabeli na kolejnej stronie przedstawiono strukturę niniejszego dokumentu, tj. tytuły oraz zawartość poszczególnych rozdziałów.

Struktura dokumentu

Rozdział	Zawartość
3. Otoczenie oraz aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wybrane elementy otoczenia oraz wnętrza KSE, kluczowe z punktu widzenia planowania rozwoju sieci przesyłowej
4. Założenia do analiz planistycznych	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Założenia do analiz rozwoju sieci przesyłowej, tj. bazowy wariant rozwoju otoczenia oraz możliwe podwarianty, które adresuje niniejszy plan ▪ Wyniki analiz cząstkowych uwarunkowań funkcjonowania KSE, będących efektem założonego rozwoju otoczenia
5. Wynik analizy rozwoju sieci przesyłowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lista planowanych zadań inwestycyjnych ▪ Mapy oraz materialne efekty planowanych zadań inwestycyjnych
6. Dlaczego HVDC?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uzasadnienie oraz powody wyboru planów zastosowania technologii przesyłania energii za pomocą prądu stałego w KSE
7. Dlaczego własne zasoby mocy?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uzasadnienie, powody oraz podstawowe założenia dla planów budowy nowych zasobów mocy przez OSP
8. Przyłączenie elektrowni jądrowej	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Lista planowanych zadań inwestycyjnych ▪ Fazy realizacji
9. Wystarczalność zasobów	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na lata 2023-2040

3 Otoczenie oraz aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

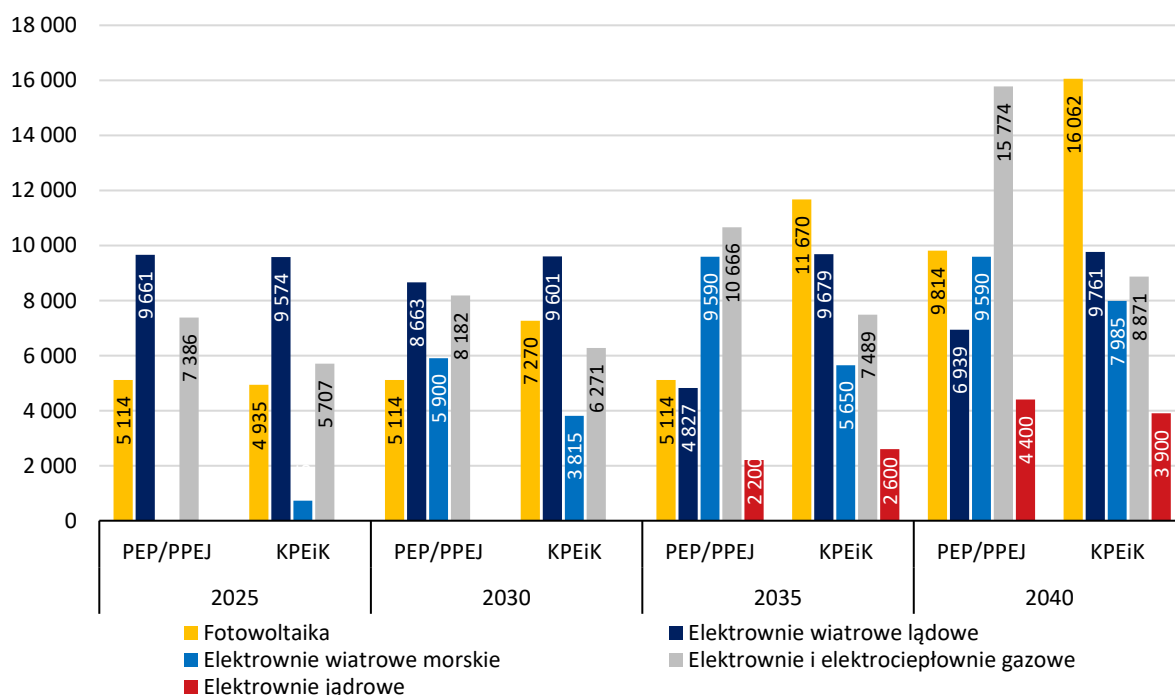
3.1 Krajowe dokumenty strategiczne dotyczące rozwoju sektora energetycznego

Od czasu sporządzenia opublikowanego w czerwcu 2020 roku PRSP na lata 2021-2030, w życie weszły nowe dokumenty strategiczne określające kierunek zmian w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym:

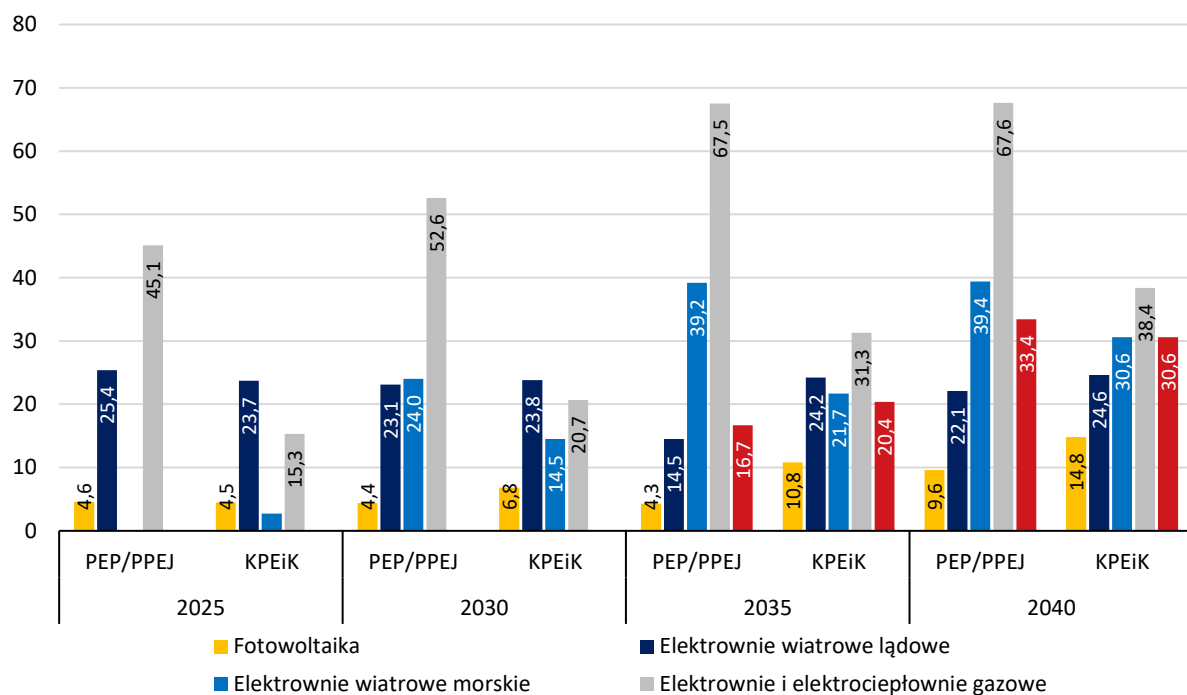
- **Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK)**
Przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r.
- **Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych**
Uchwalona przez Sejm w dniu 17 grudnia 2020 r.
- **Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP)**
Zatwierdzona przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r.
- **Program polskiej energetyki jądrowej (PPEJ)**
Zatwierdzony w swojej aktualnej wersji przez Radę Ministrów w dniu 2 października 2020 r.
- **Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.**
Przyjęta przez Radę Ministrów 2 listopada 2021 r.

Na wykresach zamieszczonych poniżej przedstawiono rozwój wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej w latach 2025, 2030 i 2040 wynikający z aktualnych dokumentów PEP/PPEJ¹ oraz KPEiK. Strategia wodorowa określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce oraz kierunki działań potrzebnych do ich osiągnięcia, nie zawiera natomiast prognoz struktury mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym.

Rys. 3-1 Porównanie mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg wybranych technologii, w PEP/PPEJ oraz KPEiK, w perspektywie do 2040 roku [MW]



¹ PEP oraz PPEJ zawierają takie same prognozy mocy osiągalnej poszczególnych technologii

Rys. 3-2 Porównanie produkcji energii elektrycznej brutto wg technologii w PEP/PPEJ oraz KPEiK do 2040 roku [TWh]

Zarówno PEP, PPEJ jak i KPEiK zakładają, że w KSE w najbliższych kilkudziesięciu latach dokonają się istotne zmiany strukturalne. Do 2040 r. prognozowany jest znaczący wzrost całkowitej mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania (łącznie do poziomu powyżej 60 GW w przypadku PEP i PPEJ, oraz powyżej 70 GW w przypadku KPEiK). Ograniczona zostanie rola jednostek systemowych zasilanych węglem – ich udział w mocy zainstalowanej netto ulegnie redukcji do ok. 20% w 2040 roku. Wzrośnie wyraźnie udział OZE (głównie z elektrowni wiatrowych i słonecznych) w wytwarzaniu energii elektrycznej osiągając poziom ok. 32% w 2030 r. i 40% w 2040 r. Spodziewany jest również istotny wzrost udziału jednostek gazowych. Wszystkie te dokumenty są spójne w zakresie terminu rozpoczęcia programu energetyki jądrowej. Zakładają, że pierwszy blok elektrowni jądrowej zostanie oddany do pracy w 2033 r., a następne, sukcesywnie w kolejnych latach.

W analizach, których wyniki przedstawiono powyżej przyjęto brak wymiany na połączeniach transgranicznych, ze względu na konieczność zapewnienia samowystarczalności generacji krajowej w przypadku braku dostępności importu energii z zagranicy.

Powyższe uwarunkowania wynikające z zaprezentowanych dokumentów strategicznych stanowią podstawę do sporządzenia niniejszej aktualizacji PRSP. Ponadto założenia z nich wynikające zostały uzupełnione o aktualny stan wiedzy PSE S.A. na temat możliwych kierunków przyszłych zmian w sektorze elektroenergetycznym. W ocenie PSE S.A. uzupełnienia te pozostają spójne z kierunkami określonymi w przywołanych dokumentach.

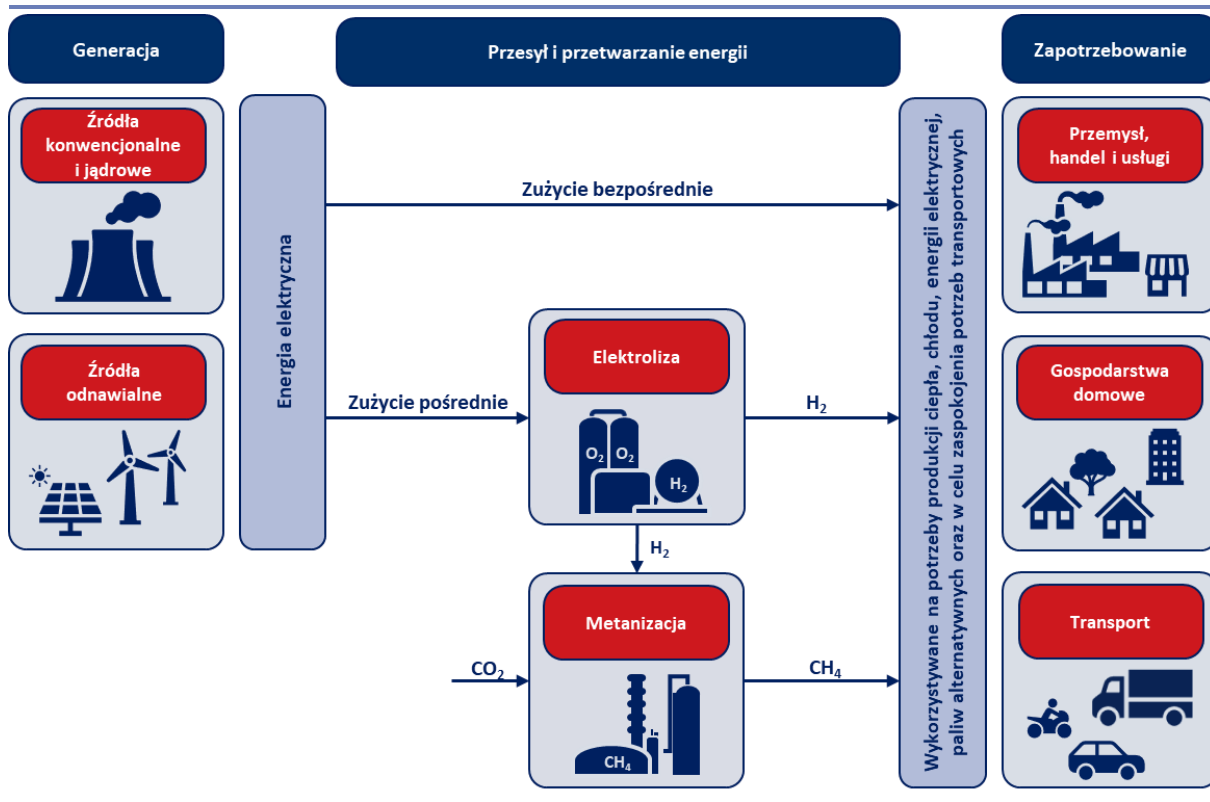
3.2 Strategia rozwoju sektora energii w Unii Europejskiej

Zgodnie ze strategią UE² w dziedzinie klimatu celem transformacji energetycznej jest dostarczenie niskoemisyjnych, niezawodnych i oszczędnych usług energetycznych po możliwie najniższych kosztach dla społeczeństwa, co pozwoli także na obniżenie emisyjności całego systemu energetycznego.

² Więcej informacji w zakresie celi i strategii UE w dziedzinie klimatu pod adresem: [Cele i strategii w dziedzinie klimatu \(europa.eu\)](https://europea.eu)

W praktyce oznacza to dekarbonizację oraz elektryfikację gospodarki UE poprzez powiązanie jej sektorów za pomocą energii elektrycznej pochodzącej głównie ze źródeł odnawialnych. Energia elektryczna ma być dominującym nośnikiem energii pozwalającym na zaspokojenie potrzeb energetycznych, także w zakresie produkcji ciepła, chłodu oraz szeroko rozumianego transportu.

Rys. 3-3 Idea integracji sektorów energii



Integracja sektorów będzie opierać się na elektryfikacji na wielką skalę. Aby zapewnić znaczącą redukcję emisji CO_2 większość wymaganej energii w perspektywie długoterminowej będzie musiała być dostarczana z odnawialnych źródeł energii lub źródeł jądrowych, co jest istotnym wyzwaniem w zakresie budowy: nowych źródeł energii, bezpośrednich magazynów energii elektrycznej, infrastruktury pośredniego magazynowania energii elektrycznej w formie paliw alternatywnych (wytwarzania, transportu i magazynowania tych paliw) oraz sieci elektroenergetycznych. Oznacza to, że w przyszłości wzrośnie znaczenie operatorów odpowiedzialnych za prowadzenie ruchu sieciowego, którzy będą odgrywać rolę integratora wzajemnie powiązanego i zintegrowanego systemu energetycznego.

Całkowita integracja sektorów będzie wiązała się z wieloma poważnymi wyzwaniami. Podstawowym będzie dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, które wg. wstępnych, wewnętrznych analiz PSE S.A. może osiągnąć w Polsce w 2050 r. poziom 300 – 500 TWh netto. Tak duży rozrzut prognoz zapotrzebowania wynika z możliwych różnych ścieżek prowadzących do integracji sektorów. Między innymi istotne znaczenie będzie miał wolumen produkcji „zielonego” wodoru i związane z tym straty.

Regulacje prawne UE

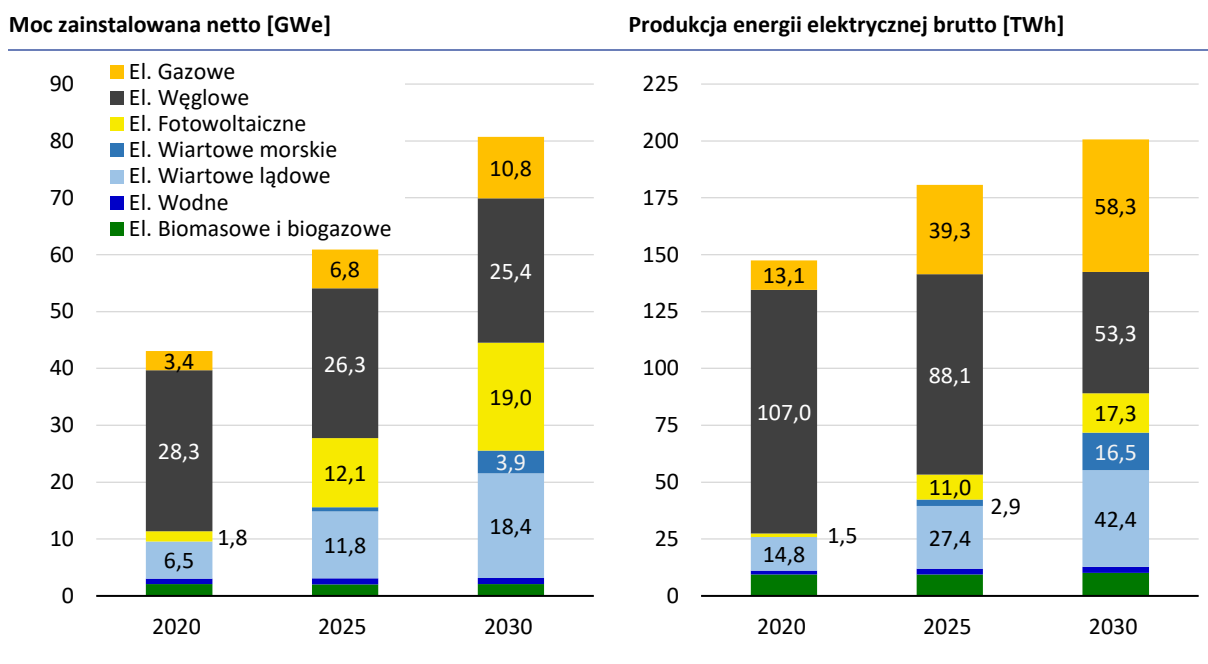
Komisja Europejska 14 lipca 2021 r. przedstawiła pakiet propozycji legislacyjnych „Fit for 55” w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Jest to zestaw proponowanych zmian w prawodawstwie UE oraz nowych inicjatyw w celu zapewnienia zgodności polityk UE z celami klimatycznymi uzgodnionymi przez Radę i Parlament Europejski. Podstawowym celem jest obniżenie do 2030 roku emisyjności gospodarki UE o 55% w stosunku do poziomu z 1990 roku, co następnie ma pozwolić na osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050. Zanim jednak zawarte w pakiecie przepisy zaczną obowiązywać, muszą zostać zaakceptowane przez państwa UE (Radę Unii Europejskiej) oraz Parlament Europejski. Proces negocjacyjny przedmiotowego pakietu propozycji legislacyjnych może być czasochłonny i skutkować tym, że zmiany zaczną obowiązywać dopiero ok. roku 2024.

Pakiet „Fit for 55”, w aspekcie wpływu na KSE, wprowadza m.in. zaostrzenie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), ustanowienie odrębnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego oraz dodanie mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji dwutlenku węgla (CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism) w celu opodatkowania importu produktów wysokoemisyjnych, m.in. takich jak stal i cement. Inne propozycje pakietu obejmują dynamiczny rozwój infrastruktury ładowania samochodów paliwami alternatywnymi w transporcie, stopniowe wycofanie ze sprzedaży samochodów z silnikami benzynowymi i wysokoprężnymi do 2035 r., podniesienie celów w zakresie efektywności energetycznej i udziału odnawialnych źródeł energii (co najmniej 40% energii ma pochodzić ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w całej wspólnocie w 2030 r.). Planowane jest również ustanowienie wyższych celów dotyczących redukcji emisji krajowych dla sektorów nieobjętych systemem EU ETS oraz ustanowienie dodatkowych celów w zakresie usuwania CO₂ przez naturalne pochłaniacze.

W ramach opracowanej oceny skutków regulacji do pakietu „Fit for 55”, na stronach Komisji Europejskiej³ zamieszczone zostały wyniki analizy struktury paliwowej dla poszczególnych krajów UE. Analizy wykonane zostały w trzech podstawowych scenariuszach, które zapewniają redukcję gazów cieplarnianych o 55% i wyznaczają optymalny zakres udziału OZE w 2030 r. Podstawową rolą wykonanych analiz jest ustalenie zakresu oddziaływania, jakiego można spodziewać się po wszystkich wnioskach ustawodawczych zawartych w pakiecie. Scenariusz „MIX” został określony jako najbardziej prawdopodobny. Opiera się on zarówno na rozszerzeniu handlu emisjami na transport drogowy i budynki, jak i na silnej intensyfikacji polityki energetycznej i transportowej. Zakłada mocny nacisk na poprawę efektywności energetycznej i rozwój odnawialnych źródeł energii. Dla Polski oszacowano, że w 2030 roku zużycie energii finalnej powinno zmniejszyć się o 14% w stosunku do roku 2019. W wynikach analizy przedstawione zostały również przewidywane udziały energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w Polsce. W 2030 roku udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto oszacowano na ok. 30%, natomiast udział OZE w elektroenergetyce na 42%. Zakładane zapotrzebowanie na energię elektryczną powinno wynieść ok. 200 TWh netto. Wyniki przedstawione poniżej obrazują przykładowy miks paliwowy, który spełnia założenia określone w projekcie pakietu regulacji „Fit for 55” (scenariusz MIX). Należy zaznaczyć, że są to dopiero wstępne wyniki analiz i nie uwzględniają w pełni krajowych planów związanych z transformacją energetyczną m.in. chociażby rozwoju energetyki wiatrowej na morzu w Polsce.

³ Wyniki analiz Komisji Europejskiej przeprowadzone na potrzeby opracowania oceny skutków regulacji do pakietu „Fit for 55” - https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/policy-scenarios-delivering-european-green-deal_en

Rys. 3-4 Wyniki analizy przeprowadzonej przez KE w podziale na źródła energii elektrycznej – scenariusz pn. MIX



3.3 Dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym

Wypełniając obowiązek wynikający z zapisów rozporządzenia 714/2009, ENTSO-E co dwa lata publikuje dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym. Ostatnia edycja tego planu, tj. TYNDP 2020, została opublikowana we wrześniu 2021 r. Głównym celem inwestycji ujętych w aktualnym TYNDP 2020 jest utworzenie wewnętrznego rynku energii i zapewnienie jego optymalnego funkcjonowania oraz wspieranie ambitnych europejskich celów energetyczno-klimatycznych przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw. Jedną z ważnych kwestii analizowanych w TYNDP 2020 jest wysoki stopień integracji odnawialnych źródeł energii w europejskim systemie energetycznym, rozwój elastyczności zarówno w obszarze wytwarzania, sieci jak i odbioru energii.

W poniższej tabeli przedstawiono projekty zawarte w TYNDP 2020, dotyczące rozwoju krajowej sieci przesyłowej i połączeń transgranicznych. Projekty te są również obecne na aktualnej unijnej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI) ustanawianej przez Komisję Europejską. PRSP 2023-2032 uwzględni poniżej wymienione inwestycje na terytorium Polski w okresie do 2032 roku.

Tab. 3-1 Lista projektów w TYNDP 2020 obejmująca rozwój krajowej sieci przesyłowej


Nazwa i numer projektu	Inwestycja	Nr TYNDP	Nr PCI
GerPol Power Bridge I Nr 230	Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik	230.353	3.14.2
	Budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa	230.355	3.14.3
	Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska	230.1232	3.14.4
	Budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów	230.1035	3.14.2
LitPol Link Stage II Nr 123	Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszaków	123.373	4.5.2
Baltic States Synchronization with Continental Europe Nr 170	Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia	170.1665	4.8.22
	Modernizacja linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo-Słupsk-Żarnowiec	170.1664	4.8.21
	Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn	170.1663	4.8.20
	Budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Żydowo Kierzkowo	170.1662	4.8.19
	Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo	170.1661	4.8.18
	Budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa	170.1034	4.8.10

Obecnie trwają zaawansowane prace w zakresie nowej edycji TYNDP 2022, których zakończenie planowane jest w czwartym kwartale 2022 r. W prace te zaangażowani są wszyscy europejscy operatorzy systemów przesyłowych, którzy opracowują informacje na temat przyszłej struktury źródeł wytwórczych oraz zapotrzebowania na moc i energię. Informacje te są przygotowane dla zdefiniowanych scenariuszy rozwoju otoczenia systemów elektroenergetycznych tj. National Trends, Global Ambition i Distributed Energy.


W ramach procesu opracowywania danych w oparciu o te scenariusze, w ograniczonym stopniu prowadzona jest skoordynowana ocena wystarczalności oraz wykonalności techniczno-ekonomicznej. Niemniej jednak powyższe dane są w bezpośredni sposób wykorzystywane na potrzeby analiz sieciowych, jako źródła informacji o konkretnych strukturach zasobów wytwórczych oraz zapotrzebowania na energię i moc w poszczególnych strefach. Jednostki wytwórcze podzielone są na kategorie, które odzwierciedlają technologię, rodzaj paliwa i sprawność. Zastosowane modele zawierają również informacje o rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz nowych zdolnościach magazynowania.

Kolejne tabele obrazują strukturę systemów wybranych krajów ościennych odwzorowanych w modelach analitycznych ENTSO-E wykorzystywanych w procesie opracowania TYNDP 2022. Dane przedstawione są dla scenariuszy National Trends, Global Ambition i Distributed Energy oraz horyzontów 2030 i 2040 r.


Tab. 3-2 Zakładany i analizowany w TYNDP 2022 rozwój struktury mocy osiągalnej netto w Czechach [MW]

	2030			2040		
	Distributed Energy	Global Ambition	National trends	Distributed Energy	Global Ambition	National trends
Zap. na energię [TWh]	82	79	74	127	111	78
El. jądrowe	4 055	4 055	4 055	2 138	5 195	5 170
El. węglowe	2 907	2 907	2 906	0	0	0
El. gazowe	5 560	5 560	2 213	5 828	5 828	4 036
Inne kopalne	1 546	1 546	1 546	1 670	1 670	1 193
El. wiatrowe morskie	0	0	0	0	0	0
El. wiatrowe lądowe	6 862	2 504	960	20 587	7 513	1 141
El. fotowoltaiczne	6 732	4 058	3 936	19 503	15 540	10 022
El. wodne (z ESP)	1 630	1 630	3 390	1 630	1 630	3 390
Inne OZE	661	661	793	661	661	828
Magazyny	449	449	449	1 226	1 226	2 001
DSR	0	0	0	0	0	0


Tab. 3-3 Zakładany i analizowany w TYNDP 2022 rozwój struktury mocy osiągalnej netto w Niemczech [MW]

	2030			2040		
	Distributed Energy	Global Ambition	National trends	Distributed Energy	Global Ambition	National trends
Zap. na energię [TWh]	864	815	584	1 307	1 277	629
El. jądrowe	0	0	0	0	0	0
El. węglowe	9 031	9 031	17 042	0	0	0
El. gazowe	36 308	36 308	28 962	34 984	34 984	28 337
Inne kopalne	11 694	11 694	10 722	11 213	11 213	11 745
El. wiatrowe morskie	25 597	25 597	23 296	52 269	52 269	40 019
El. wiatrowe lądowe	81 597	81 597	75 372	116 548	116 548	88 800
El. fotowoltaiczne	90 159	89 976	96 140	124 268	123 992	125 786
El. wodne (z ESP)	15 055	15 055	23 834	15 325	15 325	24 363
Inne OZE	7 570	7 570	7 570	8 657	8 657	8 657
Magazyny	2 831	2 831	4 941	7 450	7 450	7 450
DSR	1 759	1 759	1 759	3 175	3 175	3 175


Tab. 3-4 Zakładany i analizowany w TYNDP 2022 rozwój struktury mocy osiągalnej netto w Danii [MW]

	2030			2040		
	Distributed Energy	Global Ambition	National trends	Distributed Energy	Global Ambition	National trends
Zap. na energię [TWh]	55	55	53	81	78	70
El. jądrowe	0	0	0	0	0	0
El. węglowe	0	0	2 064	0	0	0
El. gazowe	1 102	1 102	1 479	686	686	486
Inne kopalne	872	872	1 177	844	844	1 112
El. wiatrowe morskie	9 920	11 593	6 225	24 546	32 913	11 582
El. wiatrowe lądowe	7 983	7 983	6 157	13 156	8 120	5 201
El. fotowoltaiczne	6 644	6 518	6 467	10 718	10 342	9 307
El. wodne (z ESP)	0	0	0	0	0	0
Inne OZE	68	68	155	57	57	1 570
Magazyny	14	14	0	41	41	0
DSR	0	0	0	0	0	0


Tab. 3-5 Zakładany i analizowany w TYNDP 2022 rozwój struktury mocy osiągalnej netto we Francji [MW]

	2030			2040		
	Distributed Energy	Global Ambition	National trends	Distributed Energy	Global Ambition	National trends
Zap. na energię [TWh]	592	600	481	720	755	528
El. jądrowe	57 351	61 696	59 110	36 073	62 181	47 195
El. węglowe	0	0	0	0	0	0
El. gazowe	9 466	9 466	7 825	7 754	7 754	7 189
Inne kopalne	2 612	2 612	5 194	821	821	2 486
El. wiatrowe morskie	13 154	18 088	5 500	38 334	54 264	26 900
El. wiatrowe lądowe	61 029	61 029	35 929	140 134	80 876	52 989
El. fotowoltaiczne	39 547	38 525	43 441	118 642	115 575	58 000
El. wodne (z ESP)	27 247	27 247	31 047	28 290	28 290	33 329
Inne OZE	2 375	2 375	2 375	2 550	2 550	2 586
Magazyny	253	253	253	253	253	253
DSR	5 480	5 480	5 480	5 480	5 480	5 482


Tab. 3-6 Zakładany i analizowany w TYNDP 2022 rozwój struktury mocy osiągalnej netto na Litwie [MW]

	2030			2040		
	Distributed Energy	Global Ambition	National trends	Distributed Energy	Global Ambition	National trends
Zap. na energię [TWh]	19	18	15	26	24	17
El. jądrowe	0	0	0	0	0	0
El. węglowe	0	0	0	0	0	0
El. gazowe	2 323	2 323	403	471	471	403
Inne kopalne	285	285	256	285	285	255
El. wiatrowe morskie	138	239	1 400	1 249	1 717	1 400
El. wiatrowe lądowe	4 866	4 866	2 000	12 480	5 760	2 100
El. fotowoltaiczne	1 677	2 606	1 250	4 729	3 636	1 250
El. wodne (z ESP)	1 056	1 056	1 956	1 056	1 056	1 956
Inne OZE	212	212	212	212	212	212
Magazyny	20	20	20	20	20	20
DSR	19	19	40	24	24	50

Tab. 3-7 Zakładany i analizowany w TYNDP 2022 rozwój struktury mocy osiągalnej netto w Szwecji [MW]

	2030			2040		
	Distributed Energy	Global Ambition	National trends	Distributed Energy	Global Ambition	National trends
Zap. na energię [TWh]	165	163	153	210	207	167
El. jądrowe	3 687	6 835	5 851	0	5 731	4 787
El. węglowe	0	0	0	0	0	0
El. gazowe	222	222	222	222	222	111
Inne kopalne	0	0	0	0	0	0
El. wiatrowe morskie	2 780	2 780	999	6 531	7 553	17 000
El. wiatrowe lądowe	21 816	19 608	16 901	39 025	27 911	18 355
El. fotowoltaiczne	17 570	10 070	5 403	32 659	14 786	14 670
El. wodne (z ESP)	16 447	16 447	16 447	16 447	16 447	16 447
Inne OZE	2 164	2 164	4 626	2 064	2 064	4 755
Magazyny	543	543	543	1 207	1 207	1 206
DSR	1 739	1 739	1 739	1 739	1 739	1 739

Tab. 3-8 Zakładany i analizowany w TYNDP 2022 rozwój struktury mocy osiągalnej netto na Słowacji [MW]

	2030			2040		
	Distributed Energy	Global Ambition	National trends	Distributed Energy	Global Ambition	National trends
Zap. na energię [TWh]	38	38	31	55	51	35
El. jądrowe	2 674	2 674	2 674	2 674	3 122	2 674
El. węglowe	62	62	519	0	0	358
El. gazowe	761	761	802	778	778	715
Inne kopalne	232	232	272	248	248	324
El. wiatrowe morskie	0	0	0	0	0	0
El. wiatrowe lądowe	5 443	3	495	5 702	3	500
El. fotowoltaiczne	3 660	5 718	1 188	10 980	12 009	1 237
El. wodne (z ESP)	2 540	2 540	3 164	2 540	2 540	3 368
Inne OZE	402	402	401	402	396	704
Magazyny	123	123	0	9	9	9
DSR	0	0	0	0	0	0

Powyższe dane obrazują potencjalne kierunki prognozowanego rozwoju systemów energetycznych w poszczególnych krajach. Uwagę zwracają istotne różnice pomiędzy scenariuszami (sugerujące brak możliwości jednoczesnej ich realizacji) oraz skala zmian strukturalnych w niektórych krajach, z jednej strony wskazująca na duże ambicje w zakresie transformacji, ale z drugiej rodzące pytania o wykonalność i racjonalność założeń oraz ryzyka z tym związane. Powyższe scenariusze nie są w zintegrowany sposób weryfikowane w zakresie spełniania kryterium wystarczalności generacji, z wykorzystaniem odpowiednich metod, takich jak np. w procesie ERAA lub bardziej dokładnych stosowanych w ramach analogicznych procesów krajowych.

W prowadzonych na potrzeby TYNDP analizach sieciowych, ENTSO-E wykorzystuje uproszczoną metodę, w ramach której sieć przesyłowa uwzględniona w modelach obejmuje tylko połączenia prądu przemiennego HVAC lub prądu stałego HVDC występujące pomiędzy strefami cenowymi. Każde połączenie odzwierciedla linie transgraniczne łączące dane kraje, przy czym zdolność przesyłowa połączenia stanowi sumę zdolności przesyłowych wszystkich linii transgranicznych łączących dane państwa. Sieć przesyłowa wewnątrz stref nie jest co do zasady uwzględniana, głównie z uwagi na wynikającą z tego złożoność, w praktyce uniemożliwiającą skuteczne wykonywanie obliczeń. Z tego też powodu szereg zjawisk jak np. przepływy nieplanowe, które utrudniają wykorzystywanie połączeń transgranicznych nie jest brane pod uwagę.

Stosowana w ramach TYNDP metodyka analityczna koncentruje się głównie na ocenie efektywności ekonomicznej przyjętych projektów służących rozwojowi nowych połączeń transgranicznych. Bazuje ona na wyznaczeniu korzyści społeczno-ekonomicznych związanych z realizacją projektów w ramach modelu analitycznego w bardzo uproszczony sposób odwzorowującego relacje ekonomiczne, wg tzw. metody „*Social Welfare*”. Wykorzystywany jest przy tym prosty model rynkowy polegający na krańcowych kosztach zmiennych oraz przedstawionych powyżej założeniach strukturalnych. Zastosowane podejście nie uwzględnia m. in.: oceny realizacji projektów w wymiarze wpływu na gospodarki krajów członkowskich, czy marżowości poszczególnych rodzajów źródeł wytwórczych i ryzyk z tym związanych.

W TYNDP 2020 zawarte są koncepcyjne projekty dotyczące nowych połączeń transgranicznych pomiędzy Polską a Niemcami oraz Polską i Danią, tj. GerPol Power Bridge II (Nr 229) oraz DKE-PL-1 (Nr 234). Projekty te, ze względu na swoją niedostateczną dojrzałość oraz brak wyraźnych przesłanek odnośnie ich efektywności ekonomicznej oraz opłacalności z punktu widzenia polskiego sektora energii elektrycznej, a tym samym brak stosownych uzgodnień pomiędzy rządami krajów członkowskich, nie zostały ujęte w TYNDP 2022.

Niezależnie od działań realizowanych w ramach ENTSO-E, PSE S.A. prowadzi również bilateralną współpracę w zakresie oceny możliwości działań na rzecz optymalizacji i rozwoju wymiany transgranicznej. Efektem tej współpracy jest realizacja analiz mogących wspierać ewentualne decyzje dotyczące stosownych inwestycji infrastrukturalnych.

3.4 Morskie sieci hybrydowe

Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych określa cel budowy 10,9 GW morskich elektrowni wiatrowych w perspektywie czasowej objętej niniejszym planem. 8,4 GW tych mocy posiada już zawarte umowy o przyłączenie i jest w zaawansowanym stadium swoich procesów inwestycyjnych. PSE S.A., wypełniając zobowiązania tych umów, realizuje szereg inwestycji polegających na budowie nowej infrastruktury sieciowej umożliwiającej przyłączenie i wyprowadzenie mocy z tych źródeł.

Warunki przyłączenia, na wniosek inwestorów, określiły sposób przyłączenia z zastosowaniem technologii prądu przemiennego, pozwalającej na względnie optymalną integrację z systemem elektroenergetycznym. W tym rozwiązaniu zagregowane grupy turbin wiatrowych są łączone kablami prądu przemiennego ze stacją elektroenergetyczną na lądzie. Tego rodzaju przyłączenie, zwane promieniowym, zapewnia wymaganą zdolność przesyłową i niezawodność odbioru mocy, ponadto jest rozwiązaniem relatywnie przejrzystym technicznie i możliwym do realizacji w stosunkowo krótkim czasie.

Preferowany w ramach europejskiej strategii energetycznej rozwój połączeń transgranicznych oraz morskiej energetyki wiatrowej skutkuje koncepcjami rozwiązań hybrydowych, łączących funkcjonalności wyprowadzania mocy z morskich elektrowni wiatrowych oraz morskich połączeń transgranicznych. Układy hybrydowe są docelowo rozważane w technologii stałoprądowej.

PSE S.A. we współpracy z ENTSO-E, w ramach rozwijania metod analitycznych TYNDP, przeprowadziło analizę połączeń hybrydowych. W prace zaangażowani byli przedstawiciele wybranych europejskich operatorów systemów przesyłowych. Opracowano model, przy użyciu którego dokonano oceny potencjalnego rozwoju morskich połączeń hybrydowych. Metodyka analizy polegała na identyfikacji efektywnych inwestycji spośród zdefiniowanej, dużej populacji inwestycji-kandydatów. Analiza miała charakter optymalizacji, tj. wyboru konkretnych projektów w celu minimalizacji całkowitego kosztu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w europejskim systemie elektroenergetycznym. Na potrzeby analizy wykorzystano strefowy model TYNDP 2020, dla scenariusza National Trends, dla roku 2040. Z uwagi na trwające prace nad nową wersją modelu TYNDP, bieżący model został zaktualizowany w zakresie zdolności przesyłowych NTC pomiędzy poszczególnymi strefami cenowymi oraz mocy morskich farm wiatrowych w poszczególnych strefach.

Zdefiniowano cztery możliwe rodzaje kandydatów – nowych morskich połączeń hybrydowych. Dodatkowo w celach porównawczych listę kandydatów sieciowych poszerzono o klasyczne połączenia międzysystemowe typu punkt-punkt. Opis poszczególnych kandydatów sieciowych wraz ze schematem oraz zakresem inwestycji przedstawiono w poniższej tabeli.

Tab. 3-9 Typy kandydatów sieciowych połączeń morskich

Schemat	Opis	Zakres inwestycji
	<p>Połączenie międzysystemowe pomiędzy dwoma strefami cenowymi</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konwerter HVDC na lądzie w strefie 1 ▪ Konwerter HVDC na lądzie w strefie 2 ▪ Morska linia kablowa HVDC ▪ Lądowa linia kablowa HVDC

Schemat	Opis	Zakres inwestycji
	<p>Połączenie hybrydowe wykorzystujące infrastrukturę morskiej farmy wiatrowej. Połączenie zakłada możliwość realizacji węzła DC</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konwerter HVDC na lądzie w strefie 2 ▪ Morska linia kablowa HVDC ▪ Lądowa linia kablowa HVDC ▪ Rozbudowa morskiej platformy wchodzącej w skład morskiej farmy wiatrowej
	<p>Połączenie hybrydowe wykorzystujące infrastrukturę morskiej farmy wiatrowej. Połączenie zakłada brak możliwości realizacji węzła DC</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konwerter HVDC na lądzie w strefie 2 ▪ Konwerter HVDC na morzu w ramach infrastruktury morskiej farmy wiatrowej ▪ Morska linia kablowa HVDC ▪ Lądowa linia kablowa HVDC ▪ Rozbudowa morskiej platformy wchodzącej w skład morskiej farmy wiatrowej
	<p>Połączenie hybrydowe realizowane poprzez połączenie morskich stacji wchodzących w skład dwóch odrębnych morskich farm wiatrowych</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Morska linia kablowa HVDC ▪ Rozbudowa dwóch morskich platform wchodzących w skład dwóch niezależnych morskich farm wiatrowych

Kluczowym elementem efektywności poszczególnych kandydatów sieciowych jest oszacowanie nakładów inwestycyjnych związanych z ich budową. Nakłady te zależą przede wszystkim od zakresu inwestycji, w tym kosztów poszczególnych urządzeń oraz elementów wchodzących w skład rozważanej infrastruktury. Założenia kosztowe zostały wypracowane na podstawie analiz wskaźnikowych oraz własnych doświadczeń poszczególnych operatorów.

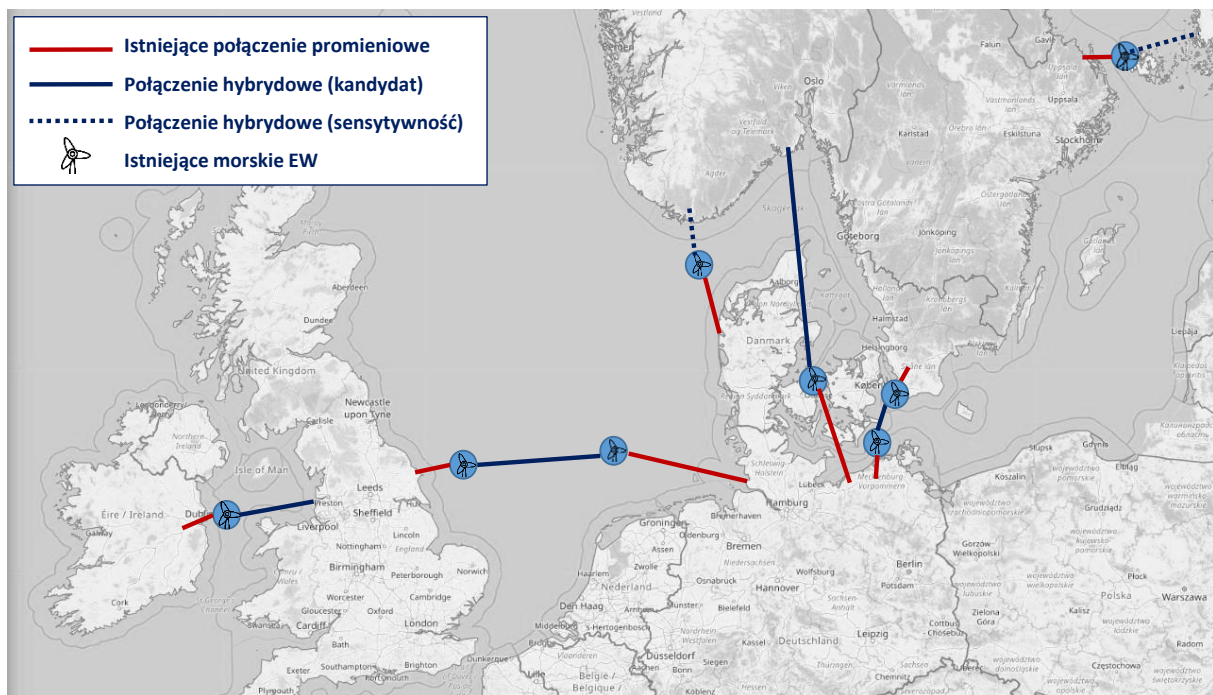
Tab. 3-10 Założenia kosztowe dotyczące kandydatów sieciowych

Morska linia kablowa	1,8 – 4 mln €/km	▪ Odcinek linii kablowej układanej na dnie morza łączący stacje morskie ze stacjami lądowymi.
Lądowa linia kablowa	1,8 – 4 mln €/km	▪ Odcinek linii kablowej układanej w ziemi łączący odcinki morskich linii ze stacjami na lądzie.
Konwerter AC/DC na morzu	1000 mln €	▪ Stacja konwerterowa instalowana na morzu umożliwiająca połączenie sieci stałoprądowej z siecią zmiennoprądową.
Konwerter AC/DC na lądzie	600 mln €	▪ Stacja konwerterowa instalowana na lądzie umożliwiająca połączenie sieci stałoprądowej z siecią zmiennoprądową.
Rozbudowa platformy	100 – 300 mln €	▪ Powiększenie morskiej stacji elektroenergetycznej i budowa nowego pola linii kablowej.

Wynik obliczeń dla tak zdefiniowanej listy został przedstawiany na rys. 3-5. Na rysunku linią ciągłą zaznaczono kandydatów, którzy zostali wybudowani dla każdego przedziału kosztowego, a linią przerywaną zaznaczono tych kandydatów, którzy zostali wybudowani jedynie w ramach analiz wrażliwości (liberalizujących założenia techniczno-ekonomiczne). Warto zauważyć, że do strefy cenowej Polski nie został wybudowany żaden kandydat. Nie jest to zaskakujący wynik biorąc pod uwagę fakt planowanej wysokiej efektywności istniejących oraz obecnie budowanych połączeń transgranicznych, a także istotnie zdekarbonizowaną strukturę paliwową wytwarzania energii w Polsce w okresie analizy, tj. w roku 2040.

Morskie połączenia hybrydowe to inwestycje wysoce kapitałochłonne, co jest kluczowe, ponieważ skutkuje trudnościami w osiągnięciu wymaganych wskaźników efektywności ekonomicznej. Niemniej jednak możliwa jest redukcja nakładów wraz z prawdopodobnym rozwojem aparatury łączeniowej i techniki zabezpieczeniowej prądu stałego, który pozwoli na budowę „węzłów prądu stałego” i zredukuje liczbę potrzebnych konwerterów. Można zakładać, że połączenia hybrydowe mogą osiągać wymaganą efektywność ekonomiczną w przypadku znacznych odległości pomiędzy lokalizacją morskiej farmy wiatrowej, a lądową stacją elektroenergetyczną lub wysokiej rentowności połączenia międzystrefowego samego w sobie.

Rys. 3-5 Wyniki analiz rozwoju międzysystemowych połączeń morskich



Należy zaznaczyć, że pomimo iż wykonana analiza jest prawdopodobnie jedną z nielicznych w tym zakresie oraz wykorzystuje złożone metody oraz narzędzia obliczeniowe, jej cel polegał przede wszystkim na rozwijaniu metodyki, przez co poczyniono szereg uproszczeń m.in. w zakresie szacowania nakładów. Należy się spodziewać, że na etapie precyzyjnego określania zakresu inwestycji konkretnych projektów połączeń hybrydowych, nakłady ulegną zwiększeniu (jako wynik szczegółowego zakresu rzeczowego, kosztów kapitału, niezależnie od możliwych fundamentalnych spadków nakładów na technologię), co może wpłynąć na wynik analizy.

PSE S.A. będą kontynuować swoje zaangażowanie w prace analityczne nad projektowaniem i oceną zasadności połączeń hybrydowych, a wyniki tych prac będą uwzględniane w kolejnych edycjach planu rozwoju sieci przesyłowej.

3.5 Krajowy System Elektroenergetyczny w ostatnim czasie

3.5.1 Rozwój źródeł fotowoltaicznych i elektrowni wiatrowych

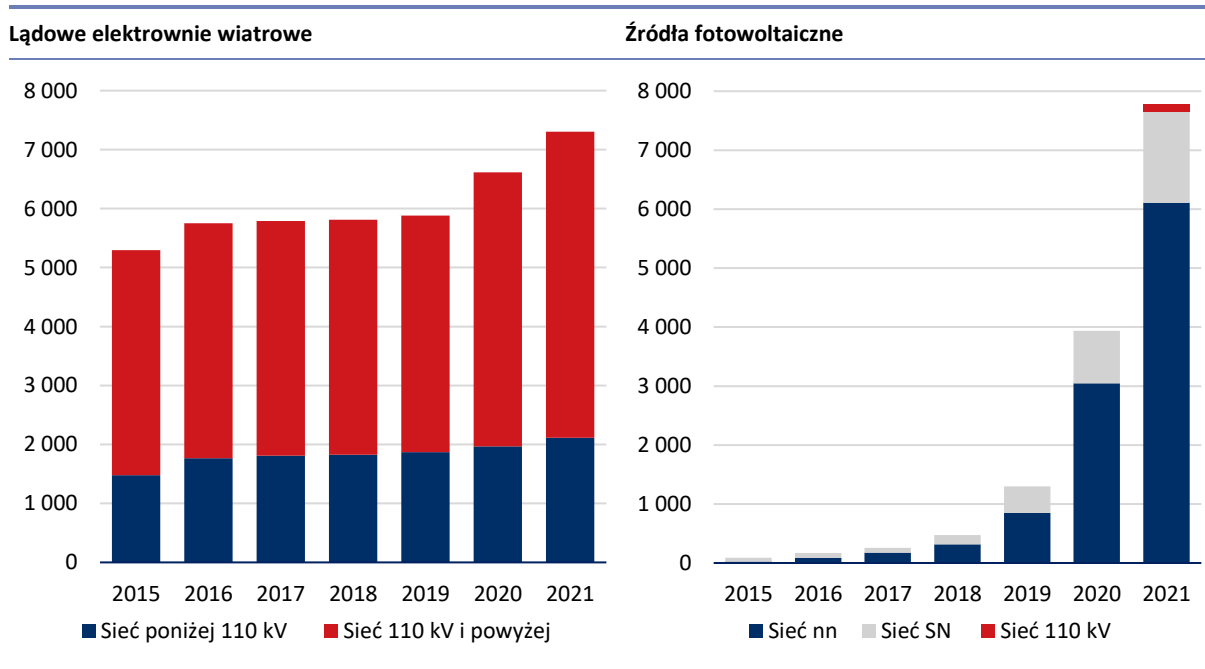
Lądowe elektrownie wiatrowe oraz źródła fotowoltaiczne charakteryzują się największymi wolumenami mocy zainstalowanej w KSE spośród wszystkich technologii OZE.

W latach 2010-2016 miał miejsce dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w lądowych elektrowniach wiatrowych. Łącznie w tym okresie odnotowano trzykrotny wzrost mocy zainstalowanej. W latach 2016-2019 moc utrzymywała się na podobnym poziomie, co w znacznej mierze było spowodowane wejściem w życie tzw. „ustawy odległościowej” wprowadzającej zakaz budowania turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotność ich wysokości wraz z wirnikiem od zabudowań i form ochrony przyrody. Przepis ten nie obejmuje jednak m.in. inwestycji, dla których decyzja o pozwoleniu na budowę była wydana przed wejściem w życie ustawy. Inwestycje takie mogą ubiegać się o dofinansowanie w ramach prowadzonych aukcji na sprzedaż energii z OZE, co skutkuje przyrostem mocy w tej technologii w latach 2020 i 2021.

W ostatnich latach ma miejsce znaczący przyrost mocy źródeł fotowoltaicznych. Są to przede wszystkim źródła prosumenckie, których rozwój wynika z wdrożenia krajowych programów, takich jak np. „Mój Prąd” oraz udogodnień regulacyjnych, takich jak „wirtualny magazyn”. Dodatkowo prowadzone są aukcje, na których w znacznej mierze kontraktowane są nowe moce w zawodowych elektrowniach fotowoltaicznych. W ostatnich latach moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych rośnie wykładniczo. W 2015 roku sumaryczna moc zainstalowana netto wyniosła niespełna 100 MW, natomiast na koniec 2021 r. przekroczyła poziom 7 GW.

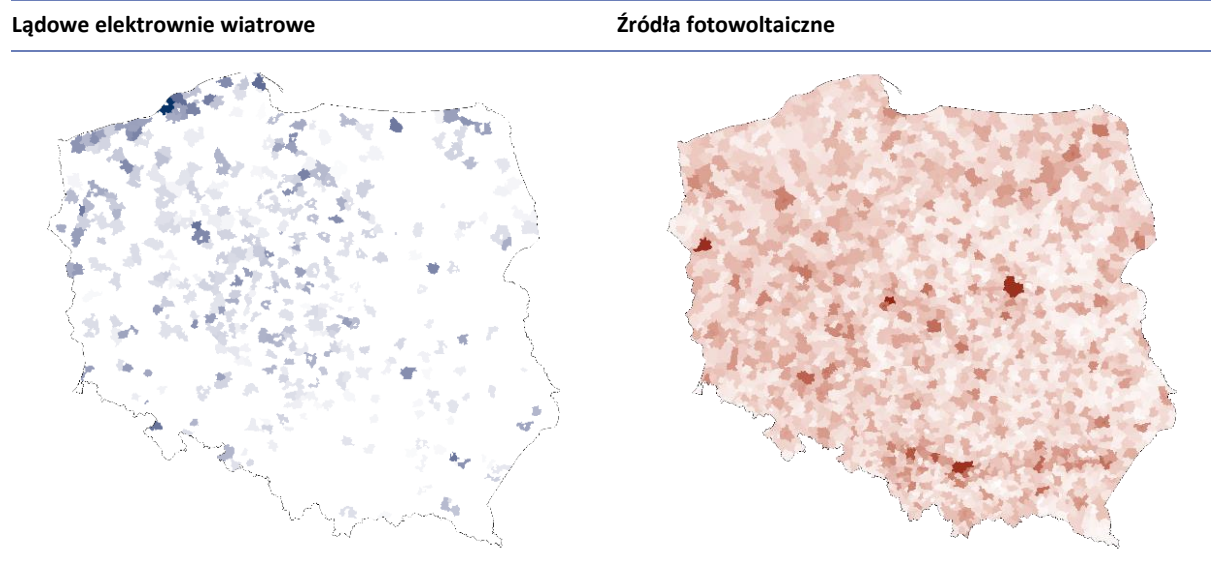
Poniższe wykresy przedstawiają zmiany wolumenów mocy zainstalowanej na różnych poziomach napięć, w źródłach fotowoltaicznych i lądowych elektrowniach wiatrowych.

Rys. 3-6 Moc zainstalowana elektryczna lądowych elektrowni wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego (dane na koniec roku 2021) [MW]



Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanych lądowych elektrowni wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych w poszczególnych gminach został przedstawiony na kolejnym rysunku. Należy zaznaczyć, że przypisanie mocy zainstalowanej poszczególnym gminom wynika z miejsca fizycznego przyłączenia źródeł do sieci energetycznej i może nie odpowiadać rzeczywistej lokalizacji tych źródeł.

Rys. 3-7 Rozkład przestrzenny mocy zainstalowanej elektrycznej lądowych elektrowni wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego.



* - ciemniejszy kolor oznacza większe nasycenie źródeł przyłączonych do sieci w danej gminie

3.5.2 Aukcje OZE i wynikające z nich wolumeny

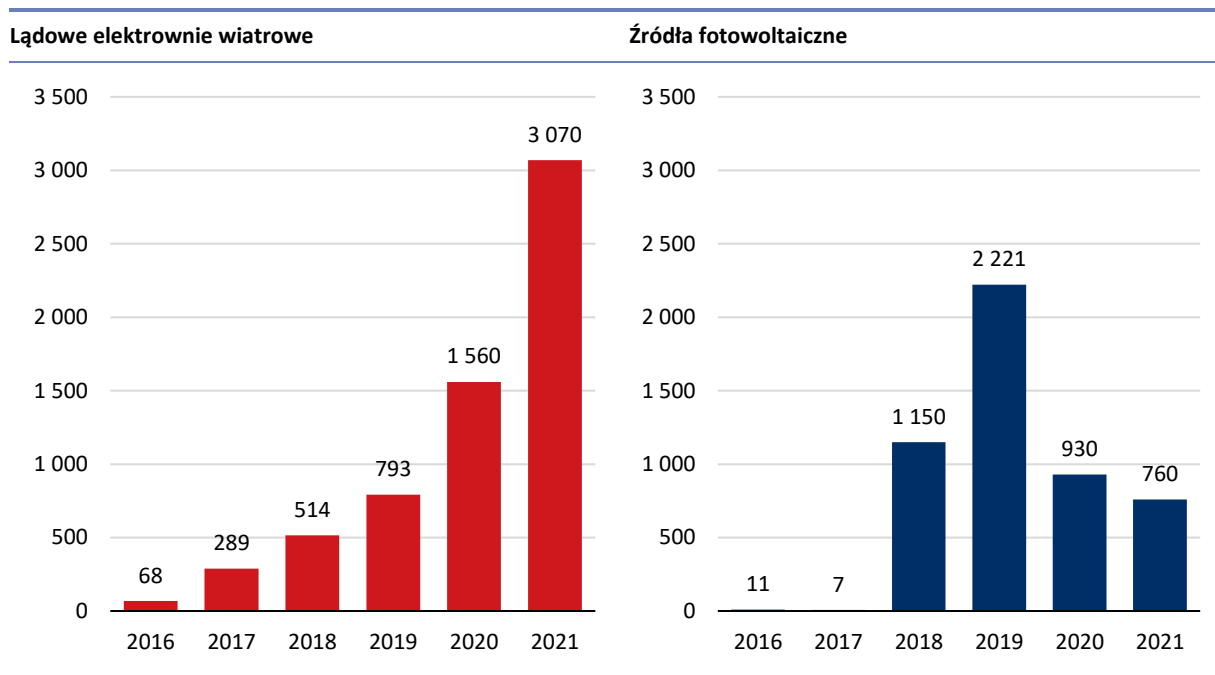
Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii stanowią narzędzie do realizacji dalszej transformacji energetycznej. Wprowadzenie tego systemu wsparcia miało też istotny wkład w osiągnięciu przez Polskę celu 15% udziału OZE w zużyciu finalnej energii brutto w 2020 roku. Zgodnie z postanowieniami KE, system wsparcia miał funkcjonować do 30 czerwca 2021 roku. Jednakże 17 grudnia 2020 roku KE zaakceptowała przedłużenie terminu do końca 2021 roku, a następnie 30 listopada 2021 roku Komisja zatwierdziła przedłużenie programu na okres od 1 stycznia 2022 roku do 31 grudnia 2027 roku, co wynikało z wejścia w życie Ustawy z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Wsparcie przyznawane jest w formie zmiennej dopłaty do ceny rynkowej, wyznaczonej na podstawie różnicy pomiędzy ofertową, a hurtową ceną energii elektrycznej na okres maksymalnie 15 lat.

łącznie, według szacunków OSP, w wyniku przeprowadzonych aukcji w latach 2016-2021 może powstać:

- 6 295 MW nowych mocy w źródłach fotowoltaicznych,
- 5 078 MW nowych mocy w lądowych elektrowniach wiatrowych,
- 38 MW nowych mocy w instalacjach hydroelektrycznych,
- 37 MW nowych mocy w instalacjach biogazowych,
- 24 MW nowych mocy w instalacjach biomasowych.

Dla nowych źródeł, które wygrały aukcje, wyznaczony jest maksymalny czas na wprowadzenie po raz pierwszy wytworzonej energii – w przypadku źródeł fotowoltaicznych oraz lądowych elektrowni wiatrowych wynosi on odpowiednio 24 i 33 miesiące od wygrania aukcji, dlatego też w kolejnych latach należy się spodziewać dalszego wzrostu wolumenu mocy zainstalowanej w tych technologiach. Łączna, szacowana przez PSE S.A., moc elektryczna lądowych elektrowni wiatrowych oraz źródeł fotowoltaicznych, które powstały lub mogą powstać w wyniku aukcji, przeprowadzonych w latach 2016-2021, została zaprezentowana na kolejnych wykresach.

Rys. 3-8 Szacowana moc zainstalowana, która powstała lub może powstać w wyniku aukcji OZE, które miały miejsce w poszczególnych latach [MW]



3.5.3 Procesy przyłączeniowe nowych zasobów wytwórczych

Według stanu na dzień 31.12.2021 r. PSE S.A. mają zawarte umowy o przyłączenie nowych jednostek wytwórczych o łącznej mocy 22 390 MW, w tym 11 273 MW dot. konwencjonalnych jednostek wytwórczych, a pozostała moc ok. 11 117 MW dot. instalacji OZE. Dodatkowo PSE S.A mają zawarte umowy o przyłączenie systemów dystrybucyjnych o łącznej mocy 553,4 MW, instalacji odbiorczych (w tym transformatorów potrzeb własnych/ogólnych elektrowni) o łącznej mocy 385,7 MW i magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 312 MW.

Ponadto PSE S.A. wydały warunki przyłączenia dla:

- instalacji OZE o łącznej mocy 987 MW (w tym w ramach systemów dystrybucyjnych o mocy 71,7 MW),
- konwencjonalnych źródeł energii o łącznej mocy 1833,8 MW,
- magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 1369,4 MW.

Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia wnioskodawcy i stanowią warunkowe zobowiązanie do zawarcia umowy o przyłączenie. Na realizację obiektów przyłączanych, w szczególności źródeł wytwórczych, wpływają m.in. uwarunkowania lokalizacyjne tj. możliwość uzyskania decyzji administracyjnych wymaganych w ramach procesu budowlanego. Pomimo wymogu przedłożenia wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dokumentów potwierdzających możliwość realizacji źródła na danym terenie (MPZP lub decyzja o warunkach zabudowy) nie jest ostatecznie przesądzone, czy dana inwestycja zostanie zrealizowana i w jakich terminach. Drugim czynnikiem wpływającym na realizację nowych projektów jest możliwość sfinansowania jego budowy i efektywność ekonomiczna całego przedsięwzięcia. Mechanizm wnoszenia zaliczek wraz z wnioskiem o określenie warunków przyłączenia dla źródeł i magazynów nie zapewnia potwierdzenia, że wnioskodawcy są gotowi finansowo do realizacji wnioskowanych obiektów. Bardzo często decyzje biznesowe o rozpoczęciu budowy są podejmowane na późniejszym etapie, w tym po uzyskaniu decyzji o pozwoleniu na budowę, uzyskaniu finansowania lub uzyskaniu wsparcia publicznego.

W poniższej tabeli przedstawiony został wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do krajowej sieci przesyłowej.

Tab. 3-11 Podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł do krajowej sieci przesyłowej

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Termin przyłączenia*
1	Słupsk Wierzbięcino	720	OZE	MFW Bałtyk II Sp. z o.o.	2025.11.30
2	Żarnowiec	90	OZE	PGE Energia Odnawialna S.A.	2016.03.30
3	Słupsk Wierzbięcino	319,8	OZE	Potegowo Mashav Sp. z o.o.	2023.08.26
4	Kozienice	1 000	KJW	ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	2017.07.31
5	Słupsk Wierzbięcino	239,5	OZE	Green Power Pomorze Sp. z o.o.	2019.03.31
6	Żarnowiec	111	OZE	WINDCOM Sp. z o.o.	2021.12.31
7	Puławy	500	KJW	Grupa Azoty Zakłady Azotowe Puławy S.A.	2019.11.30
8	Ostrołęka	782	KJW	CCGT Ostrołęka Sp. z o.o.	2025.08.08
9	Żarnowiec	145	OZE	Stigma Sp. z o.o.	2024.06.20
10	Dunowo	250	OZE	ENERTRAG-Dunowo Sp. z o.o.	2026.03.31
11	Dobrzeń	1 810	KJW	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	2019.09.30
12	Słupsk Wierzbięcino	100	OZE	EVIVA LĘBORK Sp. z o.o.	2024.01.24
13	Stalowa Wola	422	KJW	Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	2020.03.25
14	Mikułowa	150	OZE	DOLNOŚLĄSKIE ELEKTROWNIE Sp. z o.o.	2022.12.31
15	Lublin Systemowa**	500	KJW	Enea Elektrownia Połaniec S.A.	2020.06.30
16	Pelplin	1 600	KJW	Polenergia Elektrownia Północ Sp. z o.o.	2024.12.31
17	Gdańsk Błonia	132	OZE	Windfarm Polska III Sp. z o.o.	2022.06.01
18	Mikułowa	480	KJW	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	2019.03.01
19	Byczyna	910	KJW	Nowe Jaworzno Grupa TAURON Sp. z o.o.	2022.02.28
20	Pelplin	107,4	OZE	Radan Nordwind Sp. z o.o.	2022.12.31
21	Kromolice	79,2	OZE	Wind Field Wielkopolska Sp. z o.o.	2025.05.30
22	Grudziądz Węgrowo	874	KJW	CCGT Grudziądz Sp. z o.o.	2026.08.31
23	Żydowo Kierzkowo	144,9	OZE	Biały Bór Farma Wiatrowa Sp. z o.o.	2022.03.31
24	Gdańsk Błonia	456	KJW	CCGT Gdańsk Sp. z o.o.	2020.06.30
25	Słupsk Wierzbięcino	720	OZE	MFW Bałtyk III Sp. z o.o.	2025.11.30
26	SE2	1 045,5	OZE	Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 Sp. z o.o.	2027.05.31
27	Praga	505	KJW	PGNiG TERMIKA SA	2020.11.20
28	SE1	350	OZE	Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.	2027.01.15
29	SE2	1 498	OZE	Elektrownia Wiatrowa Baltica-2 Sp. z o.o.	2028.03.09
30	SE2	1 200	OZE	Baltic Power Sp. z o.o.	2028.02.22
31	SE1	1 560	OZE	MFW Bałtyk I S.A.	2029.12.31
32	Krajnik	1 434	KJW	PGE Inwest 8 Sp. z o.o.	2023.12.11
33	Adamów	200	OZE	Neo Solar Farms Sp. z o.o.	2023.10.31

L.p.	Miejsce przyłączenia (SE)	Moc [MW]	Rodzaj instalacji	Wnioskodawca	Termin przyłączenia*
34	SE2	896	OZE	Elektrownia Wiatrowa Baltica-1 Sp. z o.o.	2031.09.31
35	Pątnów	204,8	OZE	E&G Sp. z o.o.	2024.04.30
36	SE2	399	OZE	C-Wind Polska Sp. z o.o.	2027.05.30
37	Konin	115	OZE	ZE PAK S.A.	2022.11.15
38	Krajnik	340	OZE	BeGreen Poland 2018-31 sp. z o.o. sp. k.	2025.12.31
39	Leszno Gronowo	123,2	OZE	Finadvice Polska 1 Sp. z o.o.	n.d.
40	Baczyna	39	OZE	ENEA Nowa Energia Sp. z o.o.	n.d.
41	Pątnów	150	OZE	TAON PV Sp. z o.o.	n.d.
42	Adamów	163,8	KJW	K Green Japan Sp. z o.o.	n.d.
43	SE3	550	KJW	ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	n.d.
44	Piła Krzewina	105	OZE	MEGAWATT Polska Sp. z o.o.	n.d.
45	Łągisza	520	KJW	TAURON Wytwarzanie S.A.	n.d.
46	Adamów	600	KJW	ZE PAK S.A.	n.d.
47	Polkowice	229	OZE	Moko Capital Sp. z o.o. - s.k.	n.d.
48	Leśniów	40	OZE	FOTONES Sp z o.o.	n.d.
49	Wielopole	225,4	OZE	Energia Przykona Sp. z o.o.	n.d.

* Zgodnie z postanowieniami umowy o przyłączenie; część obiektów to fizycznie funkcjonujące jednostki, które nie zakończyły jeszcze procesu przyłączeniowego w rozumieniu formalnych uwarunkowań, stąd ich obecność w zestawieniu; n.d. - w przypadku braku zawartej umowy o przyłączenie

** Wnioskodawca wystąpił z wnioskiem dotyczącym zmiany mocy instalacji KJW z 500 MW na 550 MW (patrz poz. 43)

SE1 - przyszła stacja elektroenergetyczna Krzemienica

SE2 - przyszła stacja elektroenergetyczna Choczewo

SE3 - potencjalna stacja elektroenergetyczna w sąsiedztwie stacji Lublin Systemowa

Rodzaj instalacji: OZE - Odnawialne Źródło Energii, KJW - Konwencjonalna Jednostka Wytwórcza

W okresie od 01.01.2020 r. do 27.12.2021 r. PSE S.A. uzgodniły również warunki przyłączenia lub zawarły umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej 110 kV odpowiednio dla:

- źródeł fotowoltaicznych o łącznej mocy 3 570 MW,
- elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 1 664 MW,
- synchronicznych jednostek wytwórczych o łącznej mocy 484 MW,
- sieci dystrybucyjnych nieposiadających bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową o łącznej mocy wytwórczej 522 (w tym 308 MW instalacji fotowoltaicznych) i odbiorczej 212 MW,
- magazynu energii elektrycznej o mocy oddawanej i pobieranej 50 MW,
- odbiorców o łącznej mocy 1 568 MW.

Powyższe wielkości nie obejmują źródeł OZE przyłączanych do napięcia niższego niż 110 kV.

Poniżej przedstawiono posiadane przez PSE S.A. łączne informacje dotyczące planów przyłączenia OZE według danych własnych oraz otrzymanych od OSDp w ramach prowadzonych procesów przyłączeń. Kolejna tabela zawiera moce przyłączeniowe źródeł, które są na różnych etapach procesu przyłączeniowego, w podziale na typy instalacji oraz napięcie sieci, do której instalacje mają zostać przyłączone. Zestawienie obejmuje planowane do przyłączenia łądowe elektrownie wiatrowe, źródła fotowoltaiczne oraz morskie elektrownie wiatrowe.

Tab. 3-12 Moc instalacji OZE planowanych do przyłączenia do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Stan na 31.12.2021 r. [MW]

Etap		łączna moc planowana	EW	PV	MEW
Sieć przesyłowa	Zawarto umowę o przyłączenie (inwestor uzyskał pozwolenie na budowę)	1 289	944	345	0
	Zawarto umowę o przyłączenie (inwestor nie uzyskał pozwolenia na budowę)	9 362	440	533	8 389
	Wydano warunki przyłączenia	987	482	505	0
Sieć dystrybucyjna	Planowane do przyłączenia do sieci 110 kV (warunki przyłączenia uzgodnione pomiędzy OSP i OSD)	8 360	4 318	4 041	0
	Planowane do przyłączenia do sieci nn i SN (wielkości szacowane na podstawie wydanych warunków przyłączenia, nie uwzględniają nowych instalacji prosumenckich powstałych po 31.12.2021 r.)	10 364	1 445	8 919	0
Suma		30 362	7 630	14 343	8 389

- Powyższe informacje wskazują na znaczący realny potencjał możliwych do wybudowania źródeł OZE. Tylko na podstawie sumy mocy źródeł istniejących, zawartych umów o przyłączenie lub wydanych warunków przyłączenia oraz mocy morskich elektrowni wiatrowych określonej w ustawie o wsparciu morskich elektrowni wiatrowych, w perspektywie 10 najbliższych lat w KSE może powstać:
 - ponad 20 GW źródeł słonecznych (bez uwzględniania prosumenckich powstałych po 31.12.2021 r.) o potencjale produkcyjnym rzędu 21 TWh,
 - ponad 14 GW lądowych elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 37 TWh,
 - 10,9 GW morskich elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym rzędu 40 TWh.
- Wraz z potencjałem produkcyjnym innych rodzajów OZE oznacza to możliwość produkcji ponad 100 TWh rocznie energii odnawialnej w perspektywie roku 2030, co istotnie przekroczy 50% zapotrzebowania na energię elektryczną netto w Polsce biorąc pod uwagę obecne prognozy i stanowi znacznie więcej niż poziomy zakładane w krajowych dokumentach strategicznych.
- Biorąc pod uwagę powyższe, nie jest uzasadnione twierdzenie, że sieć elektroenergetyczna ogranicza rozwój odnawialnych źródeł energii.
- Mimo tak dużych mocy OZE wynikających z danych na temat prowadzonych procesów przyłączeń, inwestycje w elektrownie wiatrowe oraz źródła fotowoltaiczne bez odpowiednich magazynów energii w mocno organicznym stopniu wpływają na poprawę bilansu mocy. Biorąc pod uwagę ich charakterystyki dostarczania mocy, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (KWD)⁴, będący przybliżeniem potencjalnego, uśrednionego wpływu na bilans mocy dla źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych wynosi odpowiednio 2,34% i 13,94% i 19,84%.

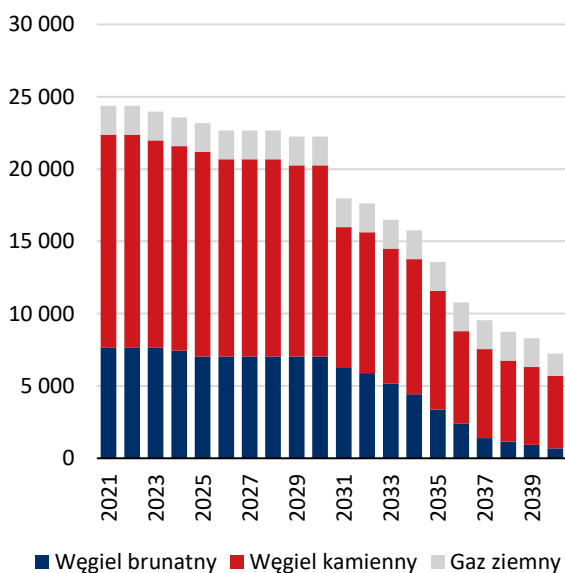
⁴ KWD – tzw. Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności - służy do wyznaczenia maksymalnej wielkości obowiązku mocowego danej jednostki wytwórczej, możliwego do zaoferowania w aukcji mocy w rynku mocy. Wartości KWD są wyznaczone odpowiednio dla każdej z grup technologii wytwarzania energii elektrycznej i źródeł energii pierwotnej. Dane określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023.

3.5.4 Sytuacja konwencjonalnych jednostek wytwórczych na paliwa kopalne

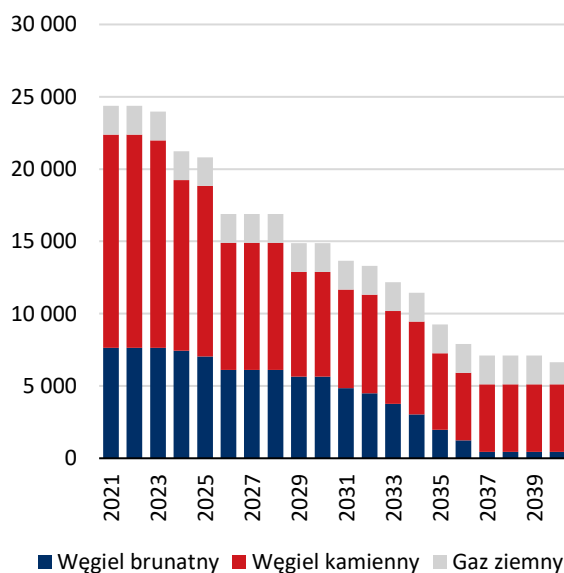
Zgodnie z informacjami przekazanymi przez krajowy sektor wytwórczy w ramach ankietyzacji przeprowadzonej na przełomie lat 2020 i 2021, terminy odstawień wielu jednostek opalanych węglem będą uzależnione od ich prognozowanej rentowności po 1 lipca 2025 r., czyli dacie, po której zgodnie z obowiązującymi przepisami nie będą mogły uzyskiwać przychodów w ramach mechanizmu rynku mocy. Dotyczy to jednostek wytwórczych ciepłych emitujących więcej niż 550 g CO₂ na kWh oddanych do eksploatacji przed 4 lipca 2019 r. Powyższe przyczyny ekonomiczne mogą znacznie przyspieszyć trwałe wyłączenie jednostek węglowych w stosunku do możliwości ich technicznej eksploatacji. Co do zasady techniczny czas życia co najmniej części jednostek może być wydłużony w ramach kolejnych działań modernizacyjnych i utrzymaniowych.

Rys. 3-9 Zainstalowana moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania [MW]

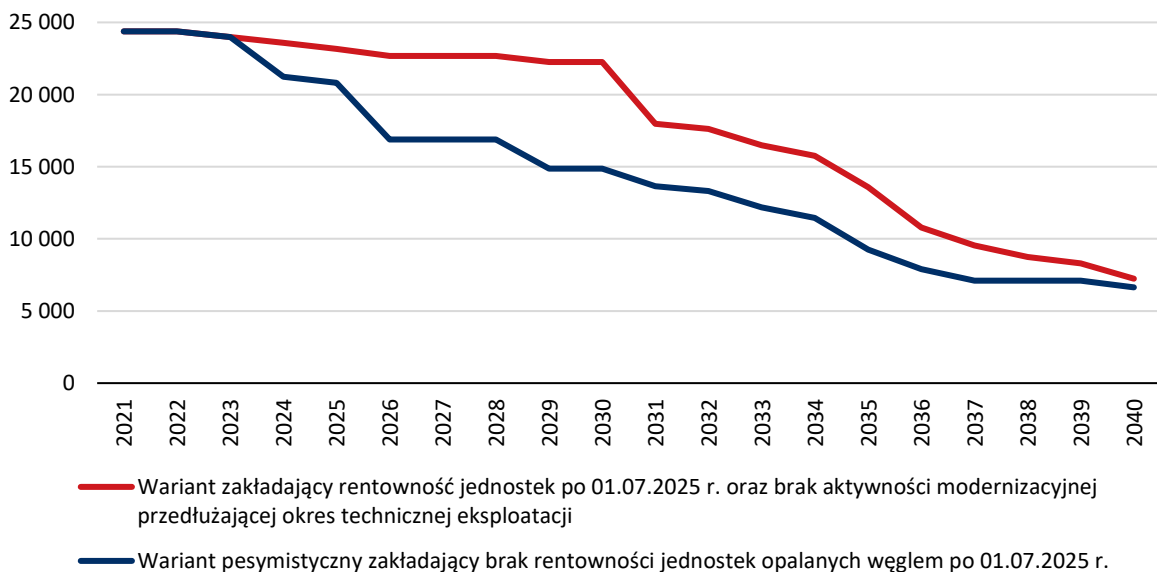
Wariant zakładający rentowność jednostek po 01.07.2025 r. oraz brak aktywności modernizacyjnej przedłużającej okres technicznej eksploatacji



Wariant pesymistyczny zakładający brak rentowności jednostek opalanych węglem po 01.07.2025 r.

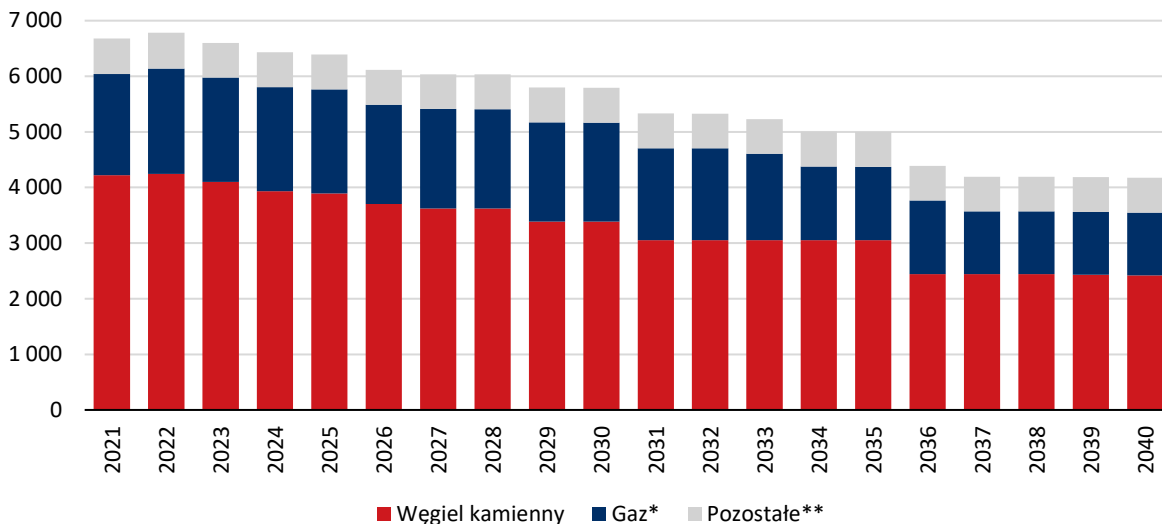


Porównanie powyższych wariantów



Zgodnie z informacjami pozyskanymi w ramach ankietyzacji, jednostki konwencjonalne, które nie biorą udziału w mechanizmie centralnego bilansowania również będą systematycznie odstawiane. W latach 2022-2040 zostanie wyłączonych 2,5 GW mocy zainstalowanej netto tych jednostek.

Rys. 3-10 Zainstalowana moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych niebiorących udziału w centralnym bilansowaniu. Stan na koniec roku [MW]



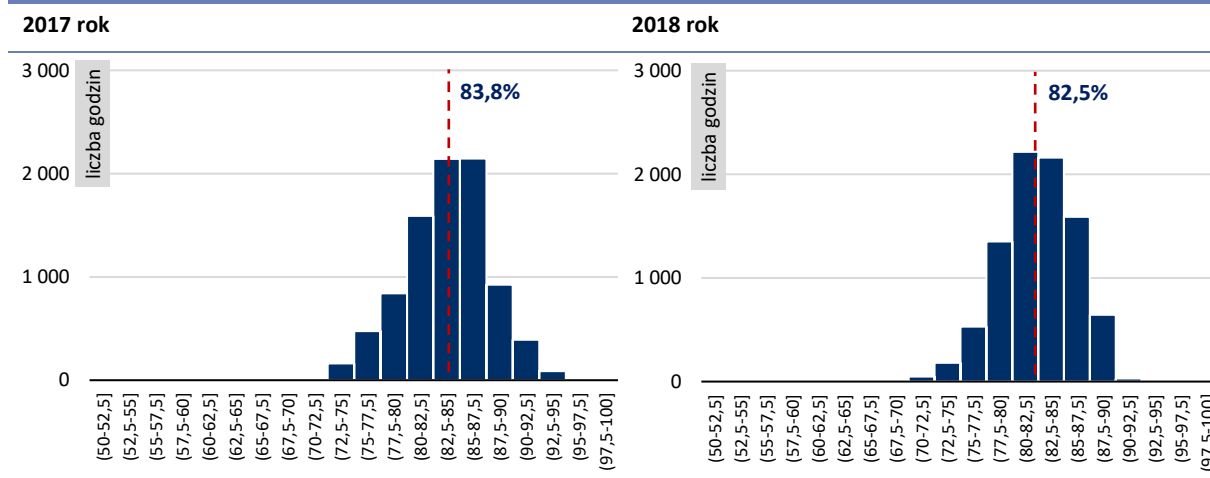
* Gaz: wysokometanowy, zaazotowany, z odmetanowania kopalń, koksowniczy, inny

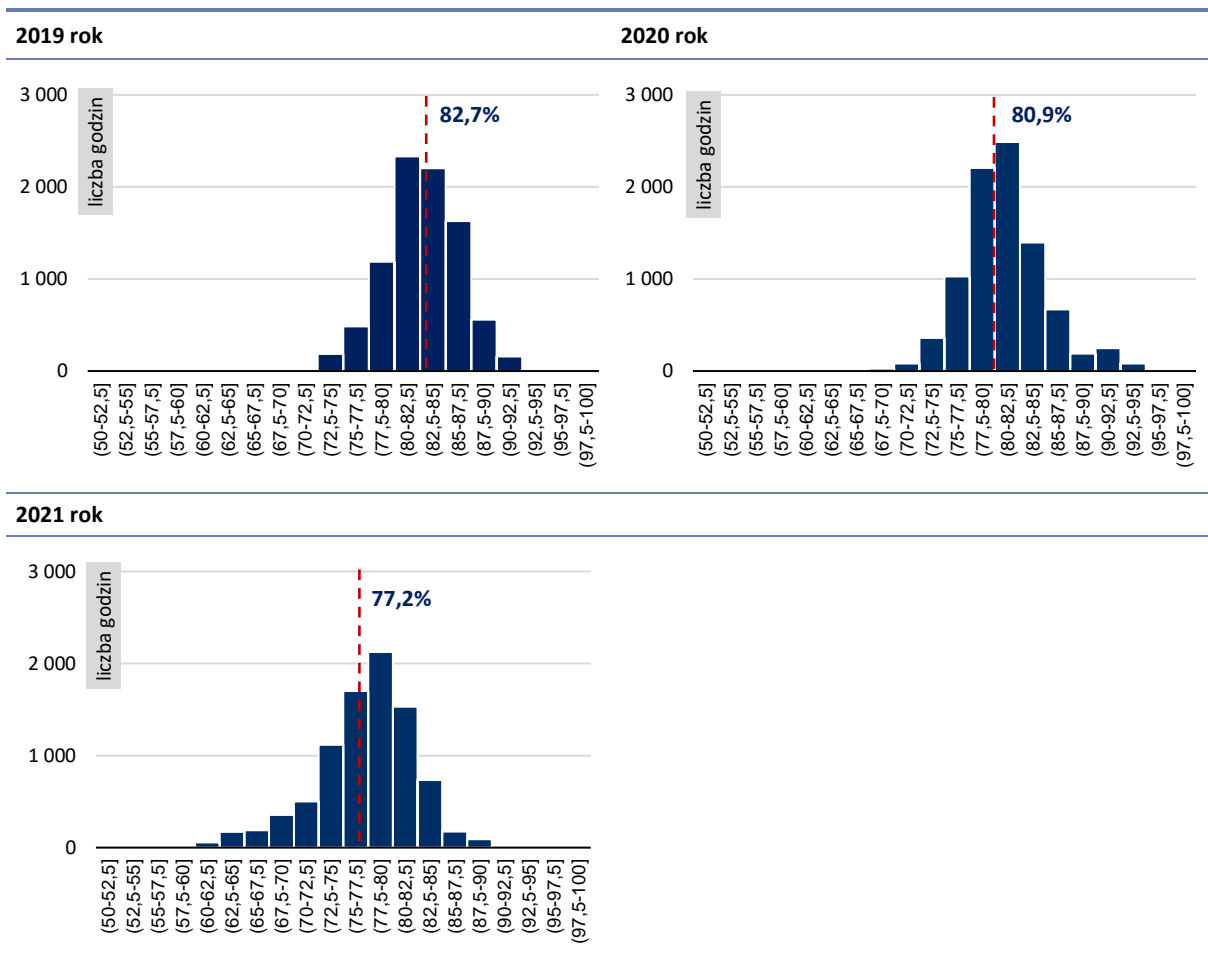
** Pozostałe: gudron, olej, gazy pozyskane z procesów produkcyjnych, inne

Dyspozycyjność JWCD

OSP poddało analizie zmiany dyspozycyjności JWCD w ubiegłych pięciu latach tj. 2017-2021. Dla każdej godziny w roku wyznaczono dostępną moc dla OSP tj. moc osiągalną JWCD zmniejszoną o ubytki planowane oraz nieplanowane, odniesioną do mocy osiągalnej. Tak zdefiniowany wskaźnik ujęto w formie procentowym. Na rys. 3-11 przedstawiono histogramy godzinowych zbiorów dostępności JWCD w poszczególnych latach (oś pozioma – dostępność w %, oś pionowa liczba godzin w roku). Dodatkowo, linią przerywaną zaznaczono roczną wartość średnią dostępności JWCD. Wyniki analizy wskazują na zmniejszającą się dyspozycyjność JWCD w ostatnich latach.

Rys. 3-11 Histogramy dostępności JWCD w latach 2017 – 2021 [%]

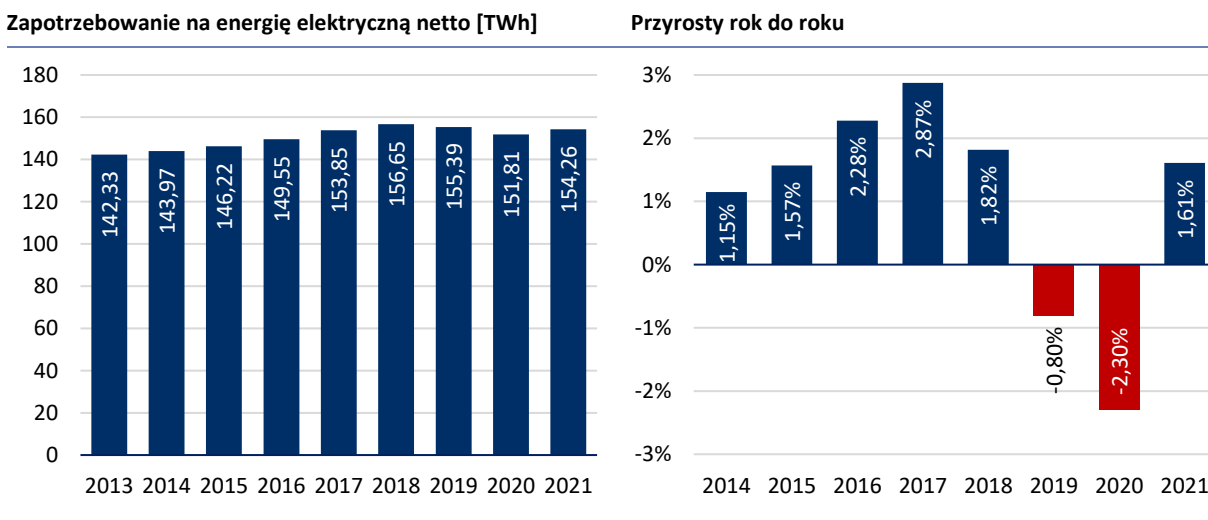




3.6 Zapotrzebowanie na moc i energię

W latach 2013-2021 roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrosło o ok. 12 TWh, a skumulowany roczny wskaźnik wzrostu zapotrzebowania dla tego okresu wyniósł 1,01%. Historyczne roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną przedstawione zostało na kolejnych wykresach.

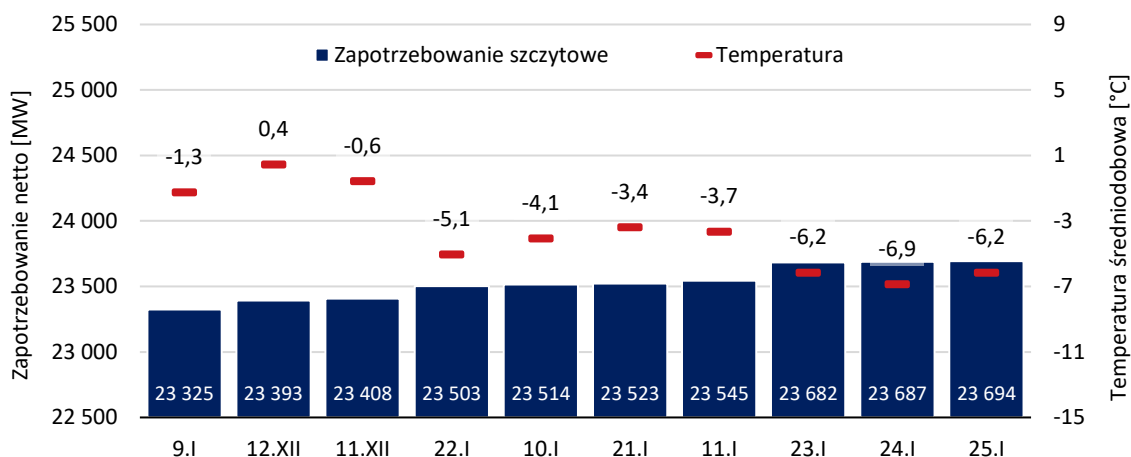
Rys. 3-12 Historyczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto



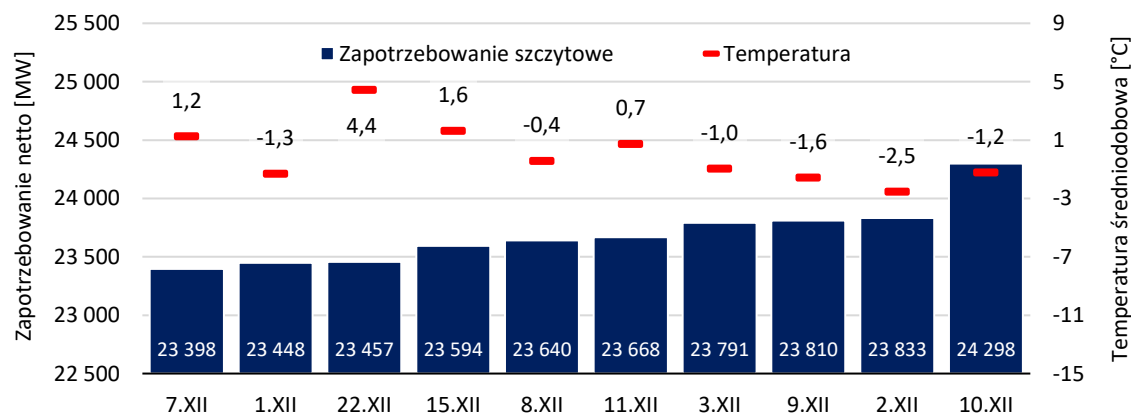
W latach 2019 i 2020 w stosunku do lat wcześniejszych nastąpił spadek zapotrzebowania rok do roku, jednakże na zapotrzebowanie z roku 2020 istotny wpływ miała pandemia wywołana przez wirusa SARS-CoV-2, która spowodowała obniżenie zapotrzebowania. Szacuje się, że gdyby nie pandemia, roczne zapotrzebowanie w 2020 roku byłoby na poziomie roku poprzedniego, czyli około 155 TWh. Podobny charakter zmian zapotrzebowania widać w historycznych danych o średnim godzinowym zapotrzebowaniu maksymalnym. Na kolejnych rysunkach przedstawiono dziesięć uszeregowanych rosnąco wartości szczytowego zapotrzebowania netto, które wystąpiły w latach 2019-2021 w podziale na okres letni oraz zimowy. Dodatkowo dla poszczególnych dni przypisano średniodobową temperaturę powietrza, która ma wpływ na wartość zapotrzebowania.

Rys. 3-13 Szczytowe wartości zapotrzebowania netto dla okresu zimowego (styczeń, luty, marzec, grudzień) dla lat 2019, 2020 i 2021 oraz średnich temperatur w dobach, w których występowało to zapotrzebowanie

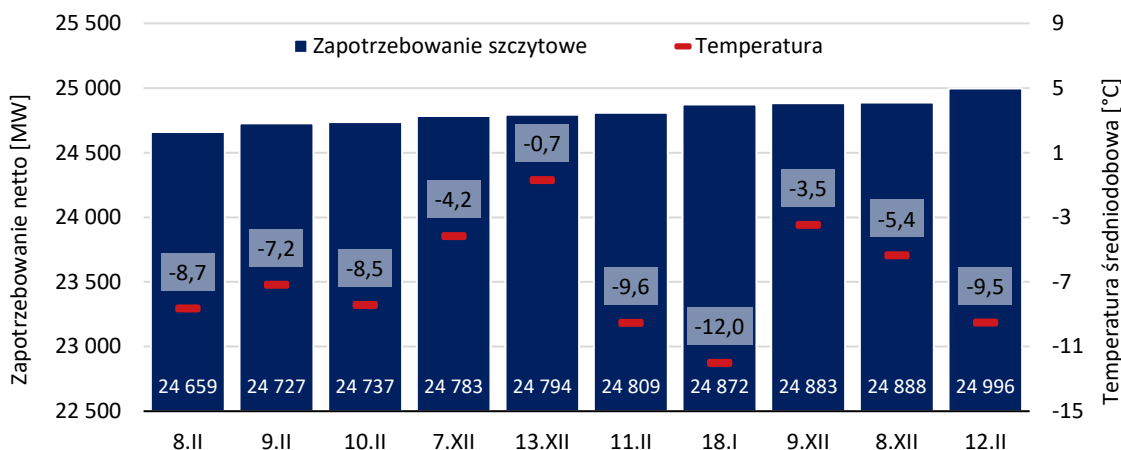
Rok 2019



Rok 2020

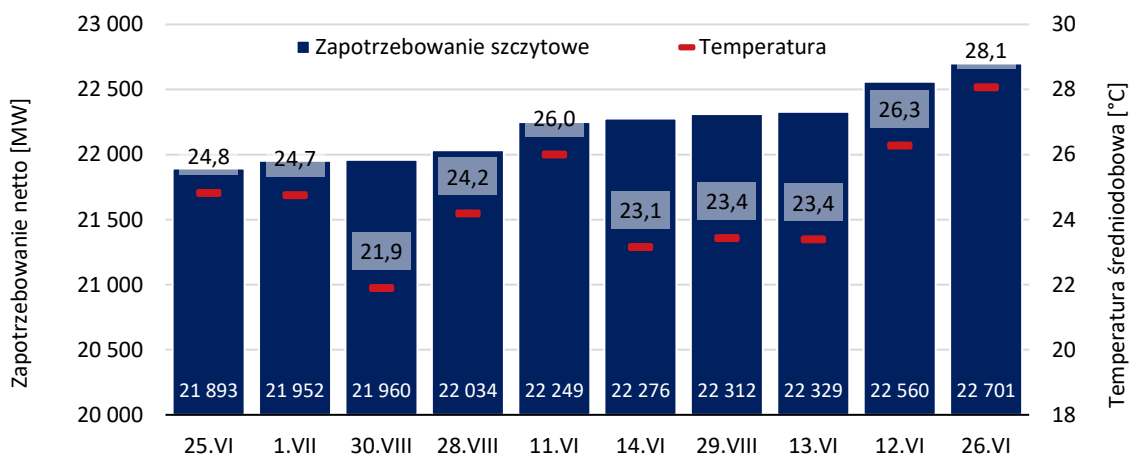


Rok 2021

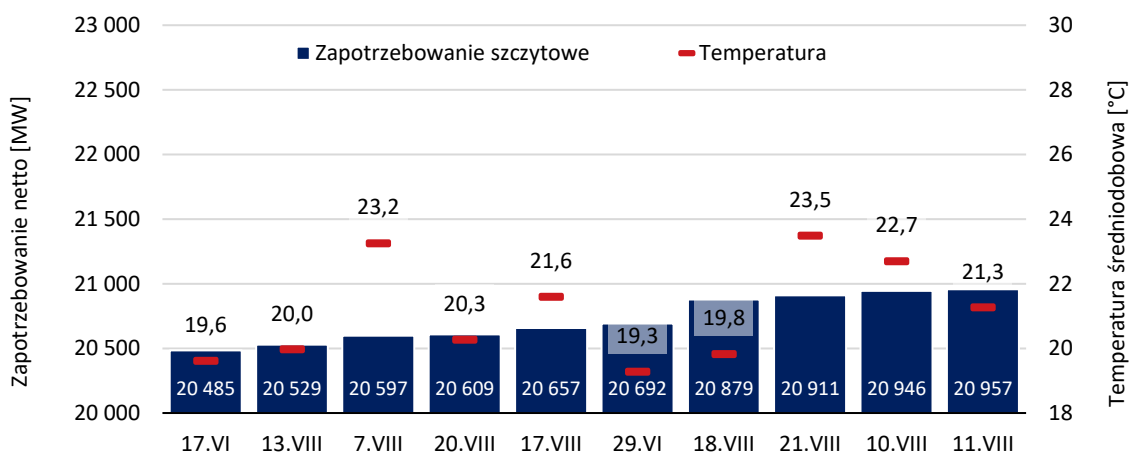


Rys. 3-14 Szczytowe wartości netto zapotrzebowania dla okresu letniego (czerwiec - sierpień) dla lat 2019, 2020 i 2021 oraz średnich temperatur w dobach, w których występowało to zapotrzebowanie

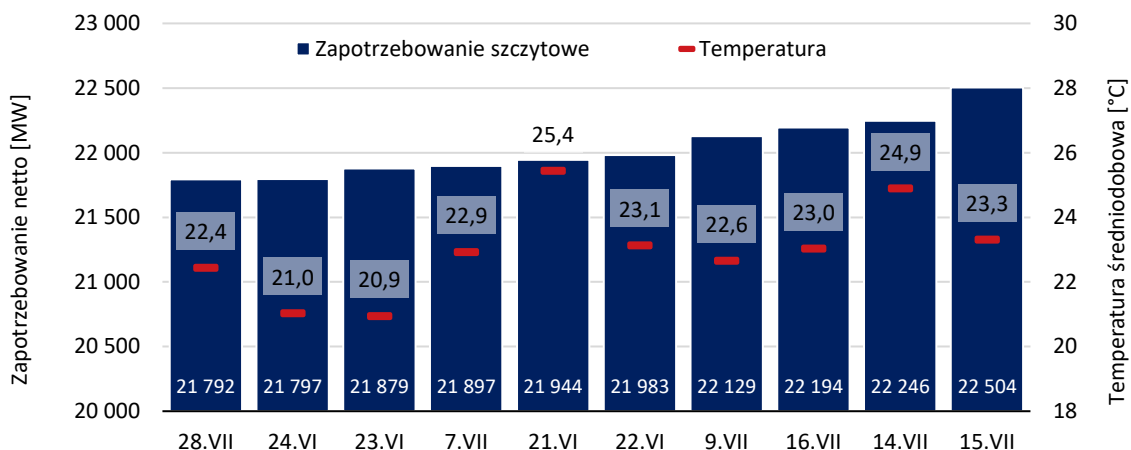
Rok 2019



Rok 2020



Rok 2021

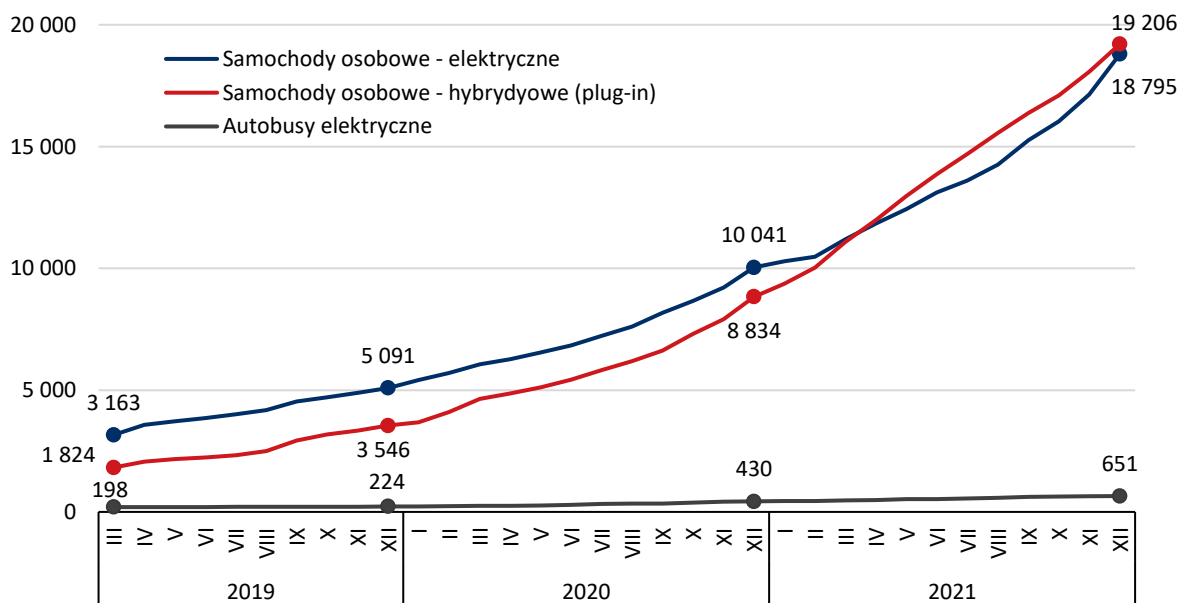


Zapotrzebowanie na moc rośnie systematycznie zarówno w okresie letnim, jak i zimowym. W latach 2013-2021 skumulowany roczny wskaźnik wzrostu dla letniego zapotrzebowania szczytowego na moc elektryczną netto wyniósł 1,42%, a dla zimowego 1,76%. Szczytowe zapotrzebowanie w roku 2020 w okresie letnim jest niższe z dwóch powodów: czynnika klimatycznego (wyjątkowo chłodne lato) oraz czynnika związanego z pandemią SARS-CoV-2. Czynniki te nie zaburzyły szczytu zimowego. Należy jednak spodziewać się dalszych istotnych wzrostów zapotrzebowania na moc w okresie zimowym w związku z postępującą elektryfikacją ciepłownictwa. Ponadto należy mieć na uwadze, że wartości zapotrzebowania na moc w szczycie letnim i zimowym są zależne od warunków meteorologicznych i mogą zmieniać się w poszczególnych latach.

Rozwój pojazdów elektrycznych

W ostatnich latach można zaobserwować dynamiczny wzrost liczby pojazdów elektrycznych. Od grudnia 2019 roku do grudnia 2021 roku liczba pojazdów elektrycznych wzrosła z 8,9 tys. do ok. 38,6 tys.

Rys. 3-15 Rozwój elektromobilności w Polsce w ostatnich latach*



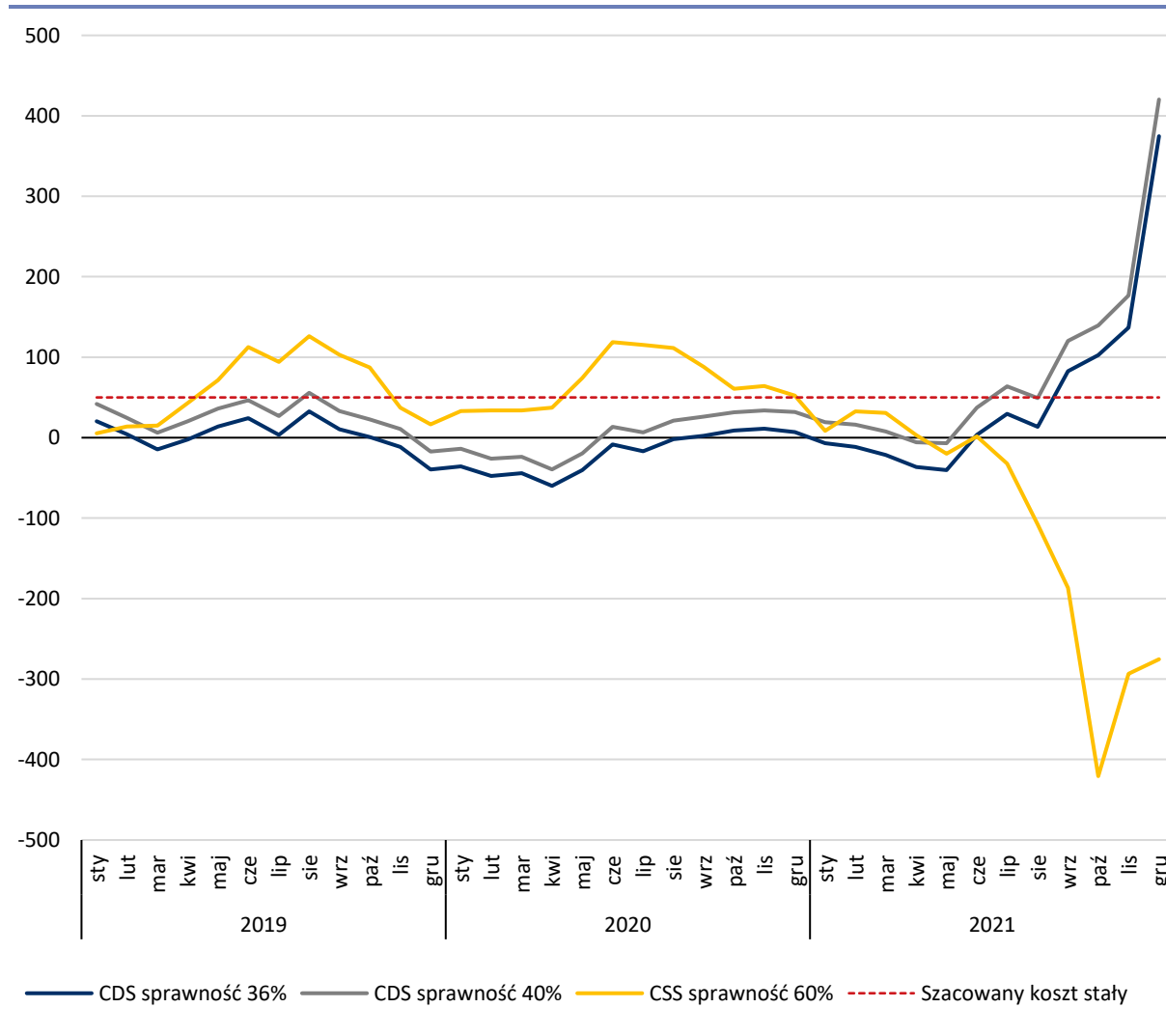
* na podstawie danych Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych

Obecnie wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowany rozwojem elektromobilności nie wpływa istotnie na pracę KSE. Jednak w dłuższym horyzoncie czasowym pobór energii na potrzeby zasilania pojazdów elektrycznych będzie widoczny w każdej godzinie doby, także w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Dlatego istotnym elementem będzie funkcjonowanie odpowiednich rozwiązań stymulujących racjonalizację poboru energii elektrycznej przez pojazdy elektryczne w szczytach, a także zapobieganie jednoczesnemu, wyższemu niż dopuszczalny poborowi mocy ładowania w konkretnych lokalizacjach. Rozwiązaniami pozytywnie wpływającymi na kształt profilu dobowego ładowania pojazdów elektrycznych są między innymi taryfy dynamiczne oraz stosowanie rozwiązań typu smart charging, pozwalające na uwzględnianie sygnałów rynkowych i ograniczeń technicznych.

3.7 Marża jednostek konwencjonalnych na rynku energii elektrycznej

Metoda obliczania marży pierwszego stopnia, tj. *ang. Clean Spark Spread* (CSS) dla jednostek gazowych oraz *Clean Dark Spread* (CDS) dla jednostek węglowych pozwala w prosty sposób przedstawić różnicę między przychodami, a kosztami tych jednostek wytwórczych. Na wykresie poniżej przedstawiono średnie miesięczne wartości CSS i CDS obliczone na podstawie cen rynku dnia następnego energii elektrycznej i gazu ziemnego, dobowych cen spot uprawnień do emisji oraz średnich cen miesięcznych węgla krajowego (*loco kopalnia*) liczonych jako średnia ważona z transakcji zrealizowanych na rynku krajowym (indeks PSCMI1), z uwzględnieniem sprawności jednostek wytwórczych i ich emisyjności.

Rys. 3-16 CSS i CDS dla poszczególnych typów źródeł wytwórczych [PLN/MWh]



Na powyższym wykresie nie uwzględniano ewentualnych innych przychodów, takich jak przychody z rynku ciepła lub rynku mocy. Metoda CSS i CDS nie uwzględnia jednak wszystkich kosztów zmiennych (np. kosztów sorbentów w procesach oczyszczania spalin, czy kosztów gospodarki wodno-ściekowej). Ponadto, powyższe wartości obliczono na podstawie cen energii elektrycznej na rynku dnia następnego, która w ostatnich latach jest wyższa niż cena na rynku terminowym, na którym ma miejsce główny wolumen wymiany handlowej. Dodatkowo, należy zaznaczyć, iż przyjęto średnią cenę węgla loco kopalnia, która obejmuje transakcje na rynkach terminowych oraz spot. Przyjęcie cen węgla tylko na podstawie cen rynku spot oraz kosztów transportu istotnie obniżyłoby wartość marży CDS, w szczególności w okresie drugiego półrocza 2021, kiedy ceny węgla na rynku spot znacząco wzrosły.

Należy pamiętać że CSS i CDS to marże, które co do zasady mają zapewniać pokrycie kosztów stałych, zarówno operacyjnych, jak i kapitałowych. Obecnie dla istniejącej elektrowni na węgiel kamienny, koszty te prawdopodobnie przekraczają 50 PLN/MWh produkowanej energii elektrycznej. Wartości CSS i CDS w ostatnich latach są niskie, tzn. że jednostki konwencjonalne mają istotne problemy z pokryciem swoich kosztów stałych. W ostatnich miesiącach mamy do czynienia ze wzrostem marż, co pokazuje, że w wymiarze fundamentalnym jednostki konwencjonalne mogą być rentowne niezależnie od wysokich cen uprawnień do emisji. Jednak duża niepewność co do utrzymania się tego stanu oraz możliwe interwencje regulacyjne zdecydowanie utrudniają angażowanie kapitału w budowę nowych lub modernizowanie istniejących źródeł konwencjonalnych.

3.8 Dostępność techniczna i ekonomiczna technologii magazynowania energii oraz technologii alternatywnych

W dłuższej perspektywie czasowej proces transformacji energetycznej będzie wymagał efektywnego bilansowania zmiennego poziomu generacji ze źródeł OZE oraz umożliwienia większych zmian w zakresie łączenia sektorów poprzez wykorzystanie energii elektrycznej jako dominującej formy energii. Będzie to możliwe poprzez rozwój i popularyzację nowych technologii zwiększających możliwości magazynowania energii elektrycznej i tym samym zwiększających elastyczność systemu niezbędną w kontekście zmian w zapotrzebowaniu i rozwoju generacji źródeł uzależnionych od bieżących warunków pogodowych. Technologie uważane obecnie za najbardziej perspektywiczne tj. bezpośredniego magazynowania energii oraz wodorowe zostały przedstawione poniżej. Dokonano ich porównania pod względem techniczno-ekonomicznym w perspektywie roku 2020 oraz 2030. Wyniki obliczeń zamieszczone w poniższych tabelach mają charakter poglądowy, oddający uwarunkowania i kierunek zmian rozwoju poszczególnych technologii.

3.8.1 Technologie magazynowania energii

W poniższych tabelach przedstawiono aktualne informacje na temat dostępności technicznej poszczególnych technologii magazynowania energii oraz ich szacunkowe parametry techniczno-ekonomiczne w perspektywie roku 2030, bazując na danych przedstawionych w publikacjach:

- „2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment” U.S. Department of Energy, 2020 r.⁵,
- „Technology pathways in decarbonization scenarios” Advanced System Studies for Energy Transition, 2018 r.⁶.

Wartości umieszczone w kolejnych tabelach stanowią poglądowe wielkości wyrażające kierunek rozwoju poszczególnych technologii.

⁵ [ESGC Cost Performance Report \(pnnl.gov\)](https://www.pnnl.gov/)

⁶ [Technology pathways \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&plugin=1)

Tab. 3-13 Parametry techniczno-ekonomiczne elektrowni szczytowo-pompowych⁷

	Jedn.	2020	2030	Cechy i przyjęte założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/kW	8 515	8 515	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Moc i pojemność – uzależniona od wielkości zbiornika górnego i dolnego oraz od wielkości i ilości zastosowanych maszyn ▪ Czas życia – co najmniej 40 lat ▪ Sprawność – 80% ▪ WACC – 6% ▪ Przyjęta cena energii elektrycznej używanej do ładowania magazynu - 200 PLN/MWh ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty stałe operacyjne	PLN/kW	68,8	68,8	
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh	2,0	2,0	
LCOS dla CF = 10%	PLN/MWh	977	977	
LCOS dla CF = 20%	PLN/MWh	614	614	
LCOS dla CF = 30%	PLN/MWh	494	494	

Tab. 3-14 Parametry techniczno-ekonomiczne akumulatorów elektrochemicznych

	Jedn.	2020	2030	Cechy i przyjęte założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/kW	14 914	10 395	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Moc i pojemność: 10 MW / 100 MWh, łatwa skalowalność magazynu ▪ Czas życia – ok 10 lat (uzależniony od stopnia użytkowania) ▪ Sprawność – 88% ▪ WACC – 6% ▪ Przyjęta cena energii elektrycznej używanej do ładowania magazynu - 200 PLN/MWh ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty stałe operacyjne	PLN/kW	37,0	30,3	
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh	2,0	2,0	
LCOS dla CF = 10%	PLN/MWh	2 585	1 884	
LCOS dla CF = 20%	PLN/MWh	1 407	1 057	
LCOS dla CF = 30%	PLN/MWh	1 014	781	

Tab. 3-15 Parametry techniczno-ekonomiczne elektrowni na sprężone powietrze (kawernowej)

	Jedn.	2020	2030	Cechy i przyjęte założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/kW	4 725	4 701	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Moc i pojemność – uzależniona od pojemności kawerny oraz od wielkości i ilości zastosowanych maszyn ▪ Czas życia – 30 lat ▪ Sprawność – 52% ▪ WACC – 6% ▪ Przyjęta cena energii elektrycznej używanej do ładowania magazynu - 200 PLN/MWh ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty stałe operacyjne	PLN/kW	64,0	64,0	
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh	2,0	2,0	
LCOS dla CF = 10%	PLN/MWh	852	850	
LCOS dla CF = 20%	PLN/MWh	619	618	
LCOS dla CF = 30%	PLN/MWh	542	541	

3.8.2 Technologie wodorowe

Obecnie światowa produkcja wodoru opiera się przede wszystkim na reformingu parowym węglowodorów, w którym wodór może być pozyskiwany z węglowodorów, takich jak metan, metanol czy gaz ziemny. W obecności katalizatora reagują one z parą wodną o temperaturze 700 - 1000°C i ciśnieniu od 3 do 25 barów. Jednakże produktem tej reakcji jest nie tylko wodór, lecz także CO₂.

⁷ Rzeczywiste wartości LCOS w dużym stopniu uzależnione będą od indywidualnych warunków lokalizacyjnych (wielkość, lokalizacja, rodzaj i technologia zbiorników, wzajemne ich położenie, itp.)

Podobnie przebiega proces gazyfikacji węgla oraz biomasy, gdzie na skutek podgrzania do temperatury rzędu 900°C węgiel z postaci stałej zamienia się w gaz, który następnie mieszany jest w obecności katalizatora z parą wodną, a efektem tych reakcji są ponownie produkty: wodór oraz CO₂. Do odseparowania wodoru z powstałej mieszaniny gazów, poddaje się ją adsorpcji zmiennociśnieniowej, w wyniku czego uzyskuje się wodór o czystości powyżej 99%.

Perspektywa dalszej transformacji energetycznej w znacznej mierze opiera się na koncepcji popularyzacji czystych technologii wodorowych, które umożliwią wykorzystanie energii elektrycznej jako dominującej formy energii przy jednoczesnej istotnej redukcji emisji gazów cieplarnianych. Zgodnie z polską strategią wodorową, wodór ma być wykorzystywany w takich dziedzinach gospodarki jak energetyka, ciepłownictwo czy transport, a także ma pełnić ważną rolę w dekarbonizacji przemysłu. Do 2025 roku planowane jest wybudowanie instalacji o mocy 50 MW pozwalających na produkcję wodoru, podczas gdy do 2030 roku moc ta powinna osiągnąć poziom 2 GW. Wodór ma pochodzić z nisko i zeroemisyjnych źródeł, w szczególności z elektrolizy wody, lecz także mogą to być procesy zgazowania i pirolizy biomasy oraz odpadów, proces reformingu parowego biogazu, a także proces zgazowania węgla i reformingu parowego węglowodorów z wykorzystaniem technologii wychwytywania i magazynowania CO₂. Planowane jest powstanie pięciu dolin wodorowych, w których będą budowane łańcuchy wartości związane z produkcją wodoru, jego transportem, magazynowaniem, a także zastosowaniem wodoru w przemyśle.

Technologie wodorowe pozwalają również na wykorzystanie wodoru jako magazynu energii. Nadwyżki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, pochodzące np. z farm wiatrowych czy fotowoltaicznych, mogą być wykorzystane do zasilenia elektrolizerów. Zgromadzony w magazynach wodór w momencie niedoboru mocy w systemie może zasilić ogniwa paliwowe lub turbiny gazowe wytwarzające energię elektryczną. Taki układ nie będzie obciążony śladem węglowym.

W poniższych tabelach przedstawiono dostępne informacje na temat technologii wodorowych oraz ich szacunkowe parametry techniczno-ekonomiczne w perspektywie roku 2030 bazując na danych przedstawionych w publikacjach:

- „Green Hydrogen Cost Reduction” International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020 r. ⁸,
- „Technology pathways in decarbonization scenarios” Advanced System Studies for Energy Transition, 2018 r.

Tab. 3-16 Parametry techniczno-ekonomiczne elektrolizerów alkalicznych

	Jedn.	2020	2030	Cechy i założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/kW	3 704	1 333	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Typ – elektrolizer alkaliczny ▪ Czas życia – 25 lat ▪ Sprawność 2020 – 66% ▪ Sprawność 2030 – 68% ▪ WACC – 6% ▪ Przyjęta cena energii elektrycznej używanej do zasilenia elektrolizera (ujęta w kosztach zmiennych operacyjnych) – 300 PLN/MWh ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty stałe operacyjne	PLN/kW	105,2	62,7	
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh*	454,5	441,2	
LCOH ₂ dla CF = 20%	PLN/MWh*	680	561	
LCOH ₂ dla CF = 30%	PLN/MWh*	605	521	
LCOH ₂ dla CF = 40%	PLN/MWh*	567	501	

*MWh rozumiane jako energia chemiczna w paliwie

⁸ [Green hydrogen cost reduction \(irena.org\)](https://www.irena.org/)

Tab. 3-17 Parametry techniczno-ekonomiczne elektrolizerów typu PEM (Proton Exchange Membrane)

	Jedn.	2020	2030	Cechy i założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/kW	4 652	1 511	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Typ – elektrolizer z membraną protonowymienną PEM (Proton Exchange Membrane) ▪ Czas życia – 25 lat ▪ Sprawność 2020 – 66% ▪ Sprawność 2030 – 73% ▪ WACC – 6% ▪ Przyjęta cena energii elektrycznej używanej do zasilenia elektrolizera (ujęta w kosztach zmiennych operacyjnych) – 300 PLN/MWh ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty stałe operacyjne	PLN/kW	167,6	66,7	
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh*	454,5	411,0	
LCOH ₂ dla CF = 20%	PLN/MWh*	758	574	
LCOH ₂ dla CF = 30%	PLN/MWh*	657	520	
LCOH ₂ dla CF = 40%	PLN/MWh*	606	493	

*MWh rozumiane jako energia chemiczna w paliwie

Tab. 3-18 Parametry techniczno-ekonomiczne elektrolizerów typu SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cells)

	Jedn.	2020	2030	Cechy i założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/kW	5 918	3 574	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Typ – elektrolizer stałotlenkowy SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell) ▪ Czas życia – 25 lat ▪ Sprawność 2020 – 80% ▪ Sprawność 2030 – 83% ▪ WACC – 6% ▪ Przyjęta cena energii elektrycznej używanej do zasilenia elektrolizera (ujęta w kosztach zmiennych operacyjnych) – 300 PLN/MWh ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty stałe operacyjne	PLN/kW	187,6	160,9	
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh*	375,0	363,6	
LCOH ₂ dla CF = 20%	PLN/MWh*	746	630	
LCOH ₂ dla CF = 30%	PLN/MWh*	623	541	
LCOH ₂ dla CF = 40%	PLN/MWh*	561	497	

*MWh rozumiane jako energia chemiczna w paliwie

Tab. 3-19 Parametry techniczno-ekonomiczne ogniwow paliwowych

	Jedn.	2020	2030	Cechy i założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/kW	19 766	13 734	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Moc – obecnie osiągają do 80 MW (Incheon, Korea Południowa) ▪ Czas życia – 20 lat ▪ Sprawność – 68% ▪ WACC – 6% ▪ Przyjęto szacunkową cenę wodoru używanego do zasilenia ogniwa paliwowego – 300 PLN/MWh* ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty stałe operacyjne	PLN/kW	296,5	206,2	
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh	4,6	4,6	
LCOE dla CF = 20%	PLN/MWh	1 599	1 298	
LCOE dla CF = 30%	PLN/MWh	1 214	1 014	
LCOE dla CF = 40%	PLN/MWh	1 022	872	

* na potrzeby zobrazowania skali kosztów produkcji energii elektrycznej w ogniwoch paliwowych przyjęto założenie wykorzystywania energii elektrycznej tylko ze źródeł OZE, tj. założenie o w praktyce pomijalnym koszcie energii elektrycznej na potrzeby produkcji wodoru na potrzeby ogniwo

Tab. 3-20 Parametry techniczno-ekonomiczne magazynów sprężonego wodoru (zbiorników ciśnieniowych)

	Jedn.	2020	2030	Cechy i założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	24 891	21 335	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wodór sprężony pod ciśnieniem 200 – 300 bar ▪ Czas życia – ok. 30 lat ▪ Sprawność – ok 91% ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh	2,8	3,4	

Tab. 3-21 Parametry techniczno-ekonomiczne magazynów ciekłego wodoru (zbiorników)

	Jedn.	2020	2030	Cechy i założenia
Nakłady inwestycyjne	PLN/MWh	35 129	30 225	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wodór schłodzony do temperatury -250°C ▪ Czas życia – ok. 30 lat ▪ Sprawność – 70% ▪ Kurs 4,44 PLN/€
Koszty zmienne oper.	PLN/MWh	3,4	4,2	

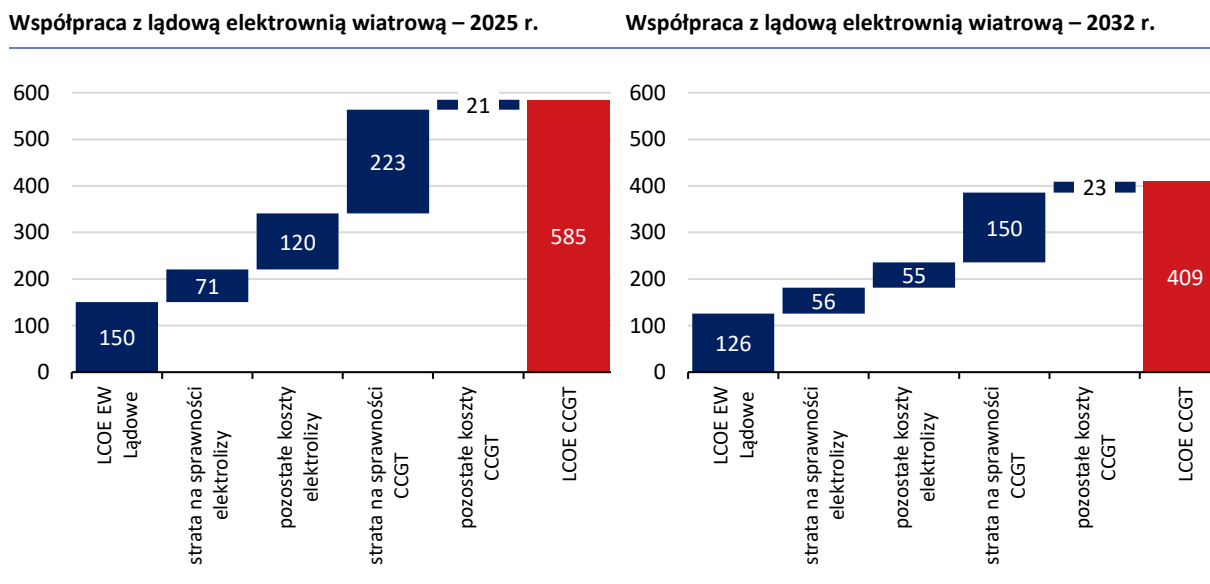
3.8.3 Koszty energii elektrycznej z technologii P2P z wykorzystaniem źródeł OZE, elektrolizerów i bloków CCGT

Jedną z potencjalnych metod umożliwiających funkcjonowanie źródeł OZE niezależnie od profilu zapotrzebowania na energię jest przemiana energii elektrycznej w energię zmagazynowaną w wodorze, a następnie ponowna przemiana w energię elektryczną (ang. P2P – Power-to-Power).

Generacja energii elektrycznej w blokach gazowych CCGT, spalających wodór wytworzony przez elektrolizery zasilane energią elektryczną z OZE, nie jest obecnie stosowana, jednak w nawiązaniu do zapisów PSW, do 2030 r. możliwe jest powstanie pierwszych instalacji tego typu w Polsce. Opłacalność takiego przedsięwzięcia przy obecnych nakładach inwestycyjnych jest dyskusyjna, ale powinna ulec znaczącej poprawie uwzględniając dalszy postęp technologiczny oraz popularyzację tej technologii.

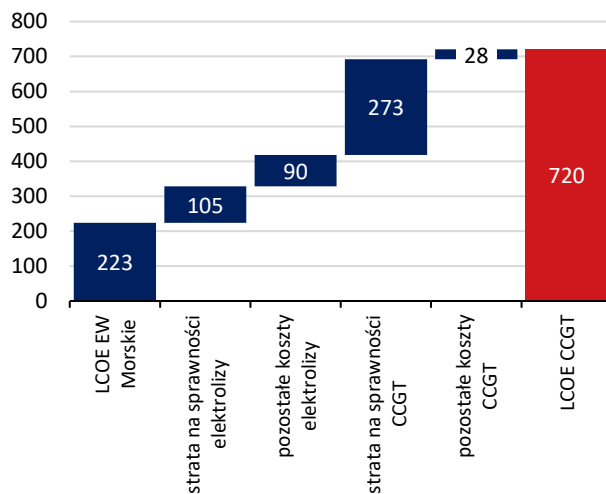
Na kolejnych wykresach przedstawiono szacunkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej ze źródła CCGT zasilanego wodorem wyprodukowanym we współpracy elektrolizera odpowiednio z: lądową elektrownią wiatrową, morską elektrownią wiatrową oraz źródłem fotowoltaicznym, w przybliżeniu dla warunków ekonomicznych lat 2025 i 2032 (na potrzeby obliczeń założono efektywny czas pracy CCGT na poziomie 6 000 godzin oraz WACC na poziomie 6%).

Rys. 3-17 Szacunkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej ze źródła CCGT zasilanego wodorem wyprodukowanym we współpracy elektrolizera z: lądową elektrownią wiatrową, morską elektrownią wiatrową oraz źródłem fotowoltaicznym na lata 2025 i 2032 [PLN/MWh]⁹

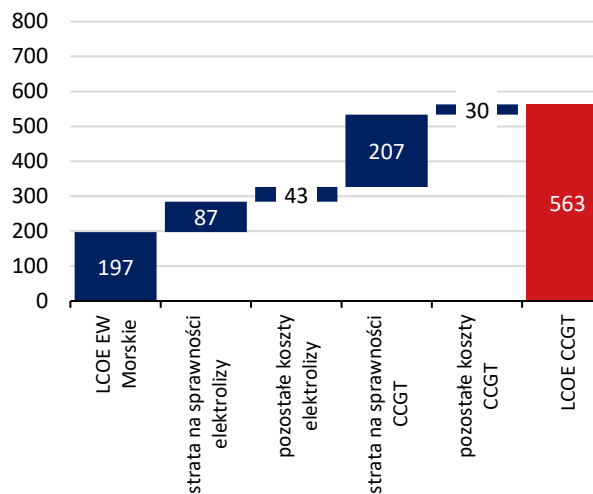


⁹ Na potrzeby obliczenia LCOE wykorzystano parametry techniczno-ekonomiczne poszczególnych technologii OZE zawarte w [TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines, October 2021 \(entsog.eu\)](https://www.entsoe.eu/publications/TYNDP-2022-Scenario-Building-Guidelines-October-2021) oraz przyjęto kurs PLN/€ równy 4,44

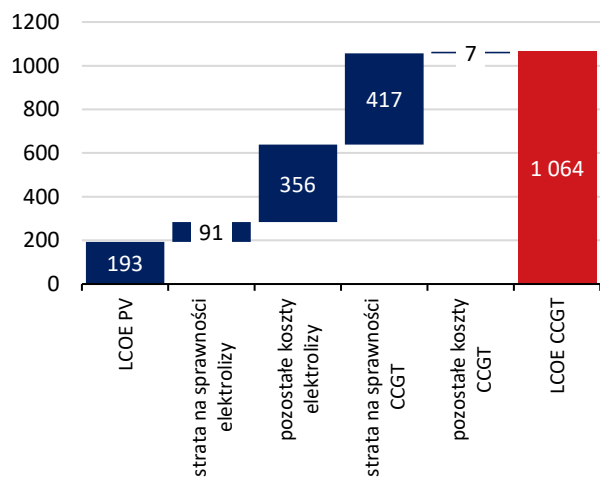
Współpraca z morską elektrownią wiatrową – 2025 r.



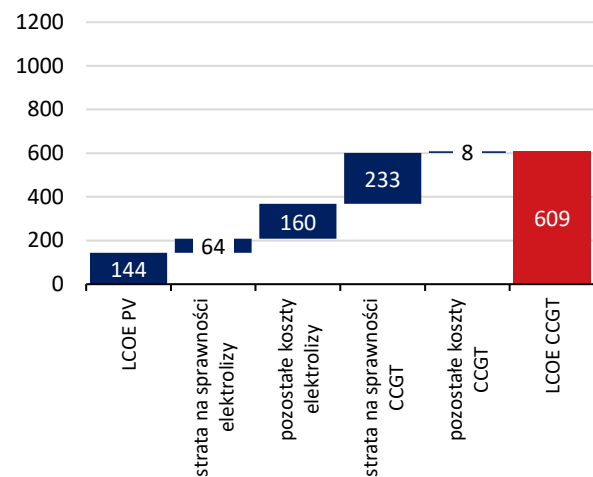
Współpraca z morską elektrownią wiatrową – 2032 r.



Współpraca ze źródłami fotowoltaicznymi – 2025 r.



Współpraca ze źródłami fotowoltaicznymi – 2032 r.



* pozycja „pozostałe koszty CCGT” została przyjęta jako udział w kosztach zgodnie ze współczynnikiem wykorzystania OZE dla poszczególnych technologii

** zestawienie pomija koszty magazynowania wodoru

Powyższa symulacja kosztów wytworzenia energii elektrycznej nie uwzględnia nakładów i kosztów wynikających z magazynowania wodoru, gdyż parametry techniczno-ekonomiczne takiego magazynu będą istotnie zależne m.in. od docelowego mixu technologii źródeł OZE dedykowanych do produkcji wodoru na potrzeby zasilania turbiny gazowej. Niemniej jednak, już bez uwzględnienia nakładów na magazynowanie wodoru, zastosowanie powyższych rozwiązań P2P jest znacznie bardziej kosztowne w porównaniu do klasycznych inwestycji w jednostki CCGT spalające gaz ziemny. Należy jednak pamiętać, że na rzeczywistą rentowność inwestycji typu P2P będzie wpływał szereg innych założeń, także niezwiązanych bezpośrednio z realizacją tej inwestycji. Między innymi mogą to być koszty emisji CO₂ i koszty zakupu paliwa, które determinują cenę w klasycznych źródłach opalanych węglowodorami. Ponadto ze względu na bardzo dużą kapitałochłonność, powyższe wartości LCOE są wysoce wrażliwe na WACC.

Warto zwrócić także uwagę na skalę inwestycji w OZE niezbędnych do realizacji celem wykorzystania wodoru do zasilania turbin i ogniw paliwowych. Dla przykładu zakładając funkcjonowanie wodorowej jednostki CCGT o mocy 700 MW pracujących z mocą zainstalowaną 6 000 h/rok, do produkcji wodoru w procesie elektrolizy potrzeba np.: 3 000 MW w elektrowniach wiatrowych lądowych albo 2 400 MW w elektrowniach wiatrowych morskich albo 8 900 MW w elektrowniach fotowoltaicznych.

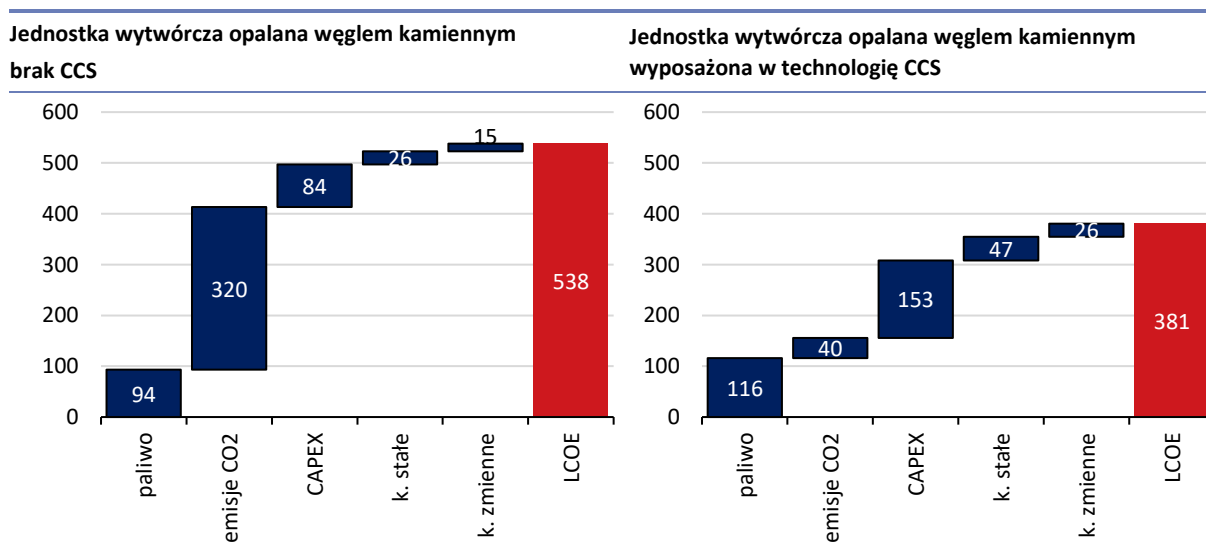
Wodór posiada szereg własności, które umożliwiają wykorzystywanie go w roli magazynu energii, jako paliwa w transporcie czy też w procesie dekarbonizacji tych segmentów gospodarki, w których utrudnione jest zastosowanie elektryfikacji. Technologie wodorowe znajdują się jednak wciąż na wczesnym etapie rozwoju, a ich obecne nakłady i koszty operacyjne generują wyższe koszty energii elektrycznej względem elektrowni zarówno gazowych, jak i jądrowych. Kluczowe dla rozwoju technologii wodorowych będzie zatem upowszechnienie i obniżenie nakładów inwestycyjnych. Nakłady finansowe przeznaczane na badania i rozwój technologii mogą poprawić ich opłacalność. Implementacja technologii wodorowych zależy więc w znacznej mierze od postępu technicznego, przyjmowanych rozwiązań prawnych na poziomie UE czy też kształtowania się cen produkcji wodoru i energii elektrycznej. Niemniej jednak przewiduje się, że wyraźne efekty tych działań będą widoczne w dalszej perspektywie czasowej tj. poza okresem, dla którego sporządzany jest Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej.

3.8.4 Technologie wychwytu i składowania CCS

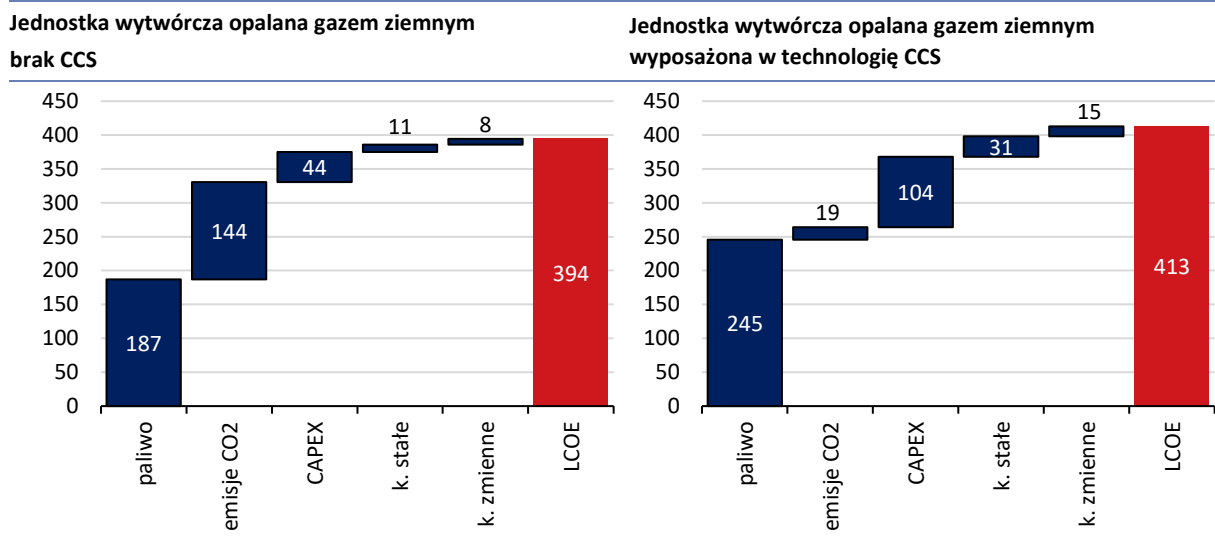
Wysokie ceny uprawnień do emisji EUA, które wystąpiły w ostatnich miesiącach 2021 roku, poddają pod rozważenie możliwość wykorzystania w KSE także innych technologii będących w zgodzie z europejską polityką klimatyczną. Jedną z możliwości jest rozwój technologii wychwytywania i składowania CO₂.

Ze względu na wskaźniki emisyjności jednostek opalanych węglem źródła te są szczególnie predysponowane do łączenia z technologiami typu CCS. Na potrzeby oszacowania wpływu zastosowania tego typu technologii na ekonomię źródeł wytwórczych, wyznaczono koszt wytworzenia energii elektrycznej dla jednostek opalanych węglem oraz gazem ziemnym przy założeniu warunków ekonomicznych jak dla roku 2032¹⁰. Na potrzeby obliczeń założono efektywny czas pracy źródeł wytwórczych na poziomie 6 000 godzin, WACC na poziomie 6%, ceny uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 100 €/Mg, cenę węgla 12 PLN/GJ, cenę gazu 31,8 PLN/GJ, zaś jednostkowe nakłady inwestycyjne na jednostki węglowe i gazowe z CCS odpowiednio: 13 770 i 7 940 PLN/kW (kurs 4,44 PLN/€).

Rys. 3-18 Koszt energii elektrycznej ze źródła węglowego bez CCS i z CCS na 2032 r. [PLN/MWh]



¹⁰ Wykorzystano założenia m.in. z [Technology pathways \(europa.eu\)](https://www.europa.eu)

Rys. 3-19 Koszt energii elektrycznej ze źródła gazowego (CCGT) bez CCS i z CCS na 2032 r.

Wyniki przeprowadzonych obliczeń potwierdzają, że przy zadanych założeniach, układy CCS są szczególnie predysponowane dla jednostek zasilanych węglem kamiennym. Dla jednostek zasilanych gazem ziemnym istotnym parametrem obniżającym efektywność układu CCS jest utrata sprawności źródła, co wiąże się z istotnym wzrostem kosztów paliwa, który nie jest rekompensowany zmniejszeniem kosztów emisji CO₂ jak ma to miejsce przy jednostce zasilanej węglem kamiennym. Dodatkowo upowszechnienie tej technologii wymagałoby jej zdolności do elastycznej generacji energii rozumianej jako krótkie czasy rozruchu oraz zdolność do pracy przerywanej. Ponadto, podobnie jak technologie gospodarki wodorowej, CCS jest wysoce kapitałochłonna, tym samym wrażliwa na WACC. Parametry techniczno-ekonomiczne CCS są także istotnie zależne od technologii transportu i składowania wychwyconego CO₂.

3.9 Uwarunkowania wynikające z planów zagospodarowania przestrzennego województw

Z punktu widzenia realizacji procesu rozwoju sieci przesyłowej PZPW jest podstawowym dokumentem planistycznym sporządzanym przez samorządy województw. W PZPW określa się w szczególności rozmieszczenie inwestycji celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym. W celu zapewnienia spójności planów inwestycyjnych PSE S.A. oraz planów i strategii sporządzanych przez samorząd województwa, PSE S.A. prowadzą na bieżąco korespondencję z organami samorządów. Po uzgodnieniu PRSP na lata 2021-2030 przez Prezesa URE, PSE S.A. skierowały w 2020 r. wnioski do wszystkich marszałków województw o ujęcie planowanych zamierzeń rozwojowych w najbliższych aktualizacjach planów zagospodarowania przestrzennego województw. Ponadto, PSE S.A. konsultują każdy projekt PRSP z zainteresowanymi stronami (zgodnie z art. 16 ust. 15 ustawy Pe). W konsultacjach uczestniczą organy władzy samorządowej szczebla wojewódzkiego. Plan rozwoju przedstawiany jest także bezpośrednio przez Prezesa URE do zaopiniowania zarządom województw, w oparciu o art. 23 ust. 2 pkt 5, ust. 3 i ust. 4 ustawy Pe.

Od czasu opracowania ostatniej edycji PRSP, PSE S.A. opiniowały projekt zmiany planu zagospodarowania przestrzennego województwa świętokrzyskiego (w zakresie Planu Zagospodarowania Przestrzennego Miejskiego Obszaru Funkcjonalnego Ośrodka Wojewódzkiego wraz z Prognozą oddziaływania na środowisko) oraz uczestniczyły w procedurze zmiany planu zagospodarowania przestrzennego województwa kujawsko-pomorskiego. W tym okresie proces zmiany PZPW zakończył się uchwaleniem nowych planów zagospodarowania przestrzennego trzech województw: dolnośląskiego, zachodniopomorskiego oraz świętokrzyskiego (w zakresie Planu Zagospodarowania Przestrzennego Miejskiego Obszaru Funkcjonalnego Ośrodka Wojewódzkiego).

3.10 Koordynacja rozwoju sieci NN i 110 kV i uzgodnienia z OSD

Krajowa sieć przesyłowa (sieć o napięciu 400 i 220 kV) wraz ze znaczną częścią sieci dystrybucyjnej 110 kV pracuje w układzie wielostronnie zasilanej sieci zamkniętej. Jednym z kluczowych aspektów w procesie planowania rozwoju infrastruktury przesyłowej, zarówno na poziomie sieci NN, jak i na poziomie sieci 110 kV, jest zapewnienie spójnego i skoordynowanego rozwoju całej sieci zamkniętej. Takie działanie pozwala na zapewnienie długookresowego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE oraz optymalne, z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego, zwymiarowanie potrzeb w zakresie rozbudowy sieci na poszczególnych obszarach. Zagadnienie to jest ujęte w obowiązujących regulacjach prawnych, w tym m.in. w Ustawie Pe oraz IRiESP (Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – pkt. 3). W szczególności, zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 5 Ustawy Pe, OSP, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny m.in. za współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju. Ponadto, na podstawie art. 16 ust. 6 Ustawy Pe, plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną sporządzane przez OSD uwzględniają odpowiednio plan rozwoju sporządzony przez OSP, a także na podstawie art. 9c ust. 3 pkt 4, OSD jest zobowiązany do współpracy z PSE S.A. w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju.

Zintegrowane planowanie wymaga prowadzenia wielowariantowych analiz dla całej sieci zamkniętej uwzględniających zmieniające się uwarunkowania systemowe. W okresie poprzedzającym sporządzenie PRSP 2023-2032, w ramach współpracy pomiędzy PSE S.A. oraz OSD, dla poszczególnych obszarów KSE wykonano szereg wielowariantowych analiz uwzględniających aktualne uwarunkowania wpływające na potrzeby rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV w horyzoncie 2030 roku. Analizy te zostały zrealizowane przez niezależnych ekspertów powołanych wspólnie przez operatorów. Umożliwiły one opracowanie następujących zintegrowanych planów rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV pod nazwą:

1. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania TAURON Dystrybucja S.A. do roku 2030 – opracowana 19.06.2019 r.
2. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania PGE Dystrybucja S.A. – opracowana 3.07.2019 r.
3. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania ENERGA-OPERATOR SA – opracowana 7.08.2019 r.
4. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej na terenie działania innogy Stoen Operator do roku 2030 – opracowana 25.03.2020 r.
5. Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północno-Zachodniej do roku 2030 – opracowana 25.09.2020 r.

Ww. zintegrowane plany rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV, opracowane we współpracy z poszczególnymi OSD, wyznaczyły potencjalne kierunki rozwoju, które operatorzy uwzględnili następnie w opracowywanych przez spółki układach pracy sieci przesyłowej i 110 kV oraz dokumentach planistycznych.

W wyniku zintegrowanego planowania rozwoju sieci zamkniętej NN i 110 kV, OSP i OSD, w celu poprawy pewności zasilania poszczególnych obszarów OSD, uzgodniły i zawarły bądź są w trakcie zawierania stosownych porozumień w zakresie potrzeb wzmacniania istniejących oraz budowy nowych sprzężeń sieci przesyłowej 400 i 220 kV z siecią 110 kV. W obecnym projekcie PRSP uwzględniono ok. 40 projektów inwestycyjnych związanych z rozwojem systemu na styku OSP i OSD.

3.11 Specyfika procesu inwestycyjnego w sieć przesyłową

Inwestycje z zakresu rozwoju elektroenergetycznej sieci przesyłowej są przedsięwzięciami wysoce złożonymi, wymagającymi przeprowadzenia wieloaspektowych procesów formalno-prawnych oraz realizacji rozległych prac budowlano-montażowych obejmujących często terytorium od kilku do kilkunastu gmin.

Stopień skomplikowania koniecznych do podjęcia działań, obejmujących m.in. wymóg zachowania zgodności inwestycji z obowiązującymi dokumentami z zakresu planowania przestrzennego województw, spełnienie obowiązków wynikających z przepisów środowiskowych oraz budowlanych, a także mnogość koniecznych do przeprowadzenia postępowań administracyjnych powodują, że proces ten jest długotrwały i wymaga od jego uczestników dokładnego planowania działań na każdym jego etapie. Głównym wyzwaniem stojącym przed inwestorem jest konieczność respektowania oczekiwań i potrzeb szerokiej grupy interesariuszy, w tym samorządów, organizacji i społeczności lokalnych, a w szczególności właścicieli nieruchomości znajdujących się na trasie planowanych obiektów. Biorąc pod uwagę powyższe czynniki, proces inwestycyjny, w szczególności w zakresie inwestycji liniowych, jest czasochłonny i obciążony licznymi ryzykami oraz czynnikami niezależnymi od PSE S.A., mogącymi wpływać na harmonogramy realizacji inwestycji, zakładane na etapie planistycznym.

Każda inwestycja przygotowywana jest przez OSP w sposób kompleksowy z uwzględnieniem analizy dopuszczalnych wariantów realizacyjnych, badaniem uwarunkowań terenowych jej realizacji i stopnia ewentualnej ingerencji w środowisko, a także określeniem potencjalnych trudności realizacyjnych. W odniesieniu do wybranych inwestycji rozwijających sieć przesyłową istnieje możliwość wykorzystania przepisów ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych. Ustawa ta, z uwagi na znaczenie realizowanych przez OSP inwestycji dla bezpieczeństwa funkcjonowania KSE, umożliwiła przygotowanie i realizację budowy linii najwyższych napięć oraz stacji elektroenergetycznych w szczególnym trybie. Pozwala ona na realizację inwestycji na terenach objętych miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego bez konieczności przeprowadzania długotrwałych procedur ich zmiany, a także usprawnia proces pozyskiwania prawa do dysponowania nieruchomościami na cele budowlane.

Całość prac budowlano-montażowych w ramach podejmowanych działań inwestycyjnych realizowana jest przez wykonawców wyłonionych w toku przeprowadzanych każdorazowo postępowań o udzielenie zamówienia publicznego, zgodnie z przepisami ustawy Prawo zamówień publicznych. OSP, będący dysponentem środków publicznych, stosuje przy tym zasady pełnej transparentności podejmowanych działań.

3.12 Wpływ COVID-19

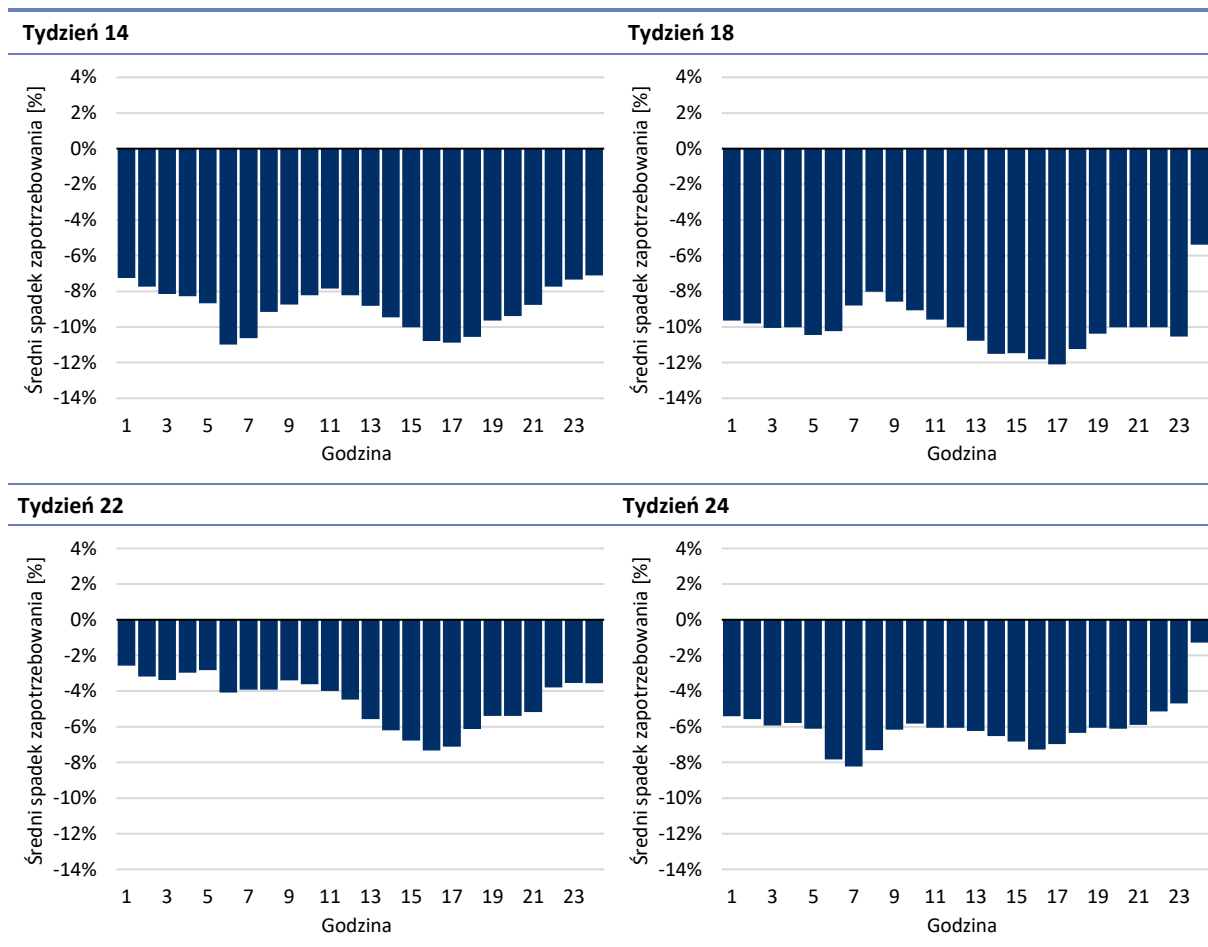
Liczne zmiany wywołane przez postępującą transformację sektora energetyki, to nie jedyne czynniki, które w ostatnich latach miały wpływ na funkcjonowanie KSE. Epidemia choroby COVID-19 wywołanej przez koronawirusa SARS-CoV-2, która rozpoczęła się w listopadzie 2019 r. w Chinach, a już 11 marca 2020 r. została uznana przez Światową Organizację Zdrowia za pandemię, istotnie wpłynęła także na cały sektor energetyczny. Wstrząs który pandemia wywołała w światowej gospodarce spowodował zachwianie łańcuchów dostaw w wielu sektorach oraz w pierwszym etapie gwałtowną redukcję aktywności gospodarczej. W połączeniu z ciągłą niepewnością co do najbliższej przyszłości, w pierwszych kilku miesiącach pandemii gwałtownie zmniejszyło się także zapotrzebowanie na szereg towarów na największych światowych rynkach.

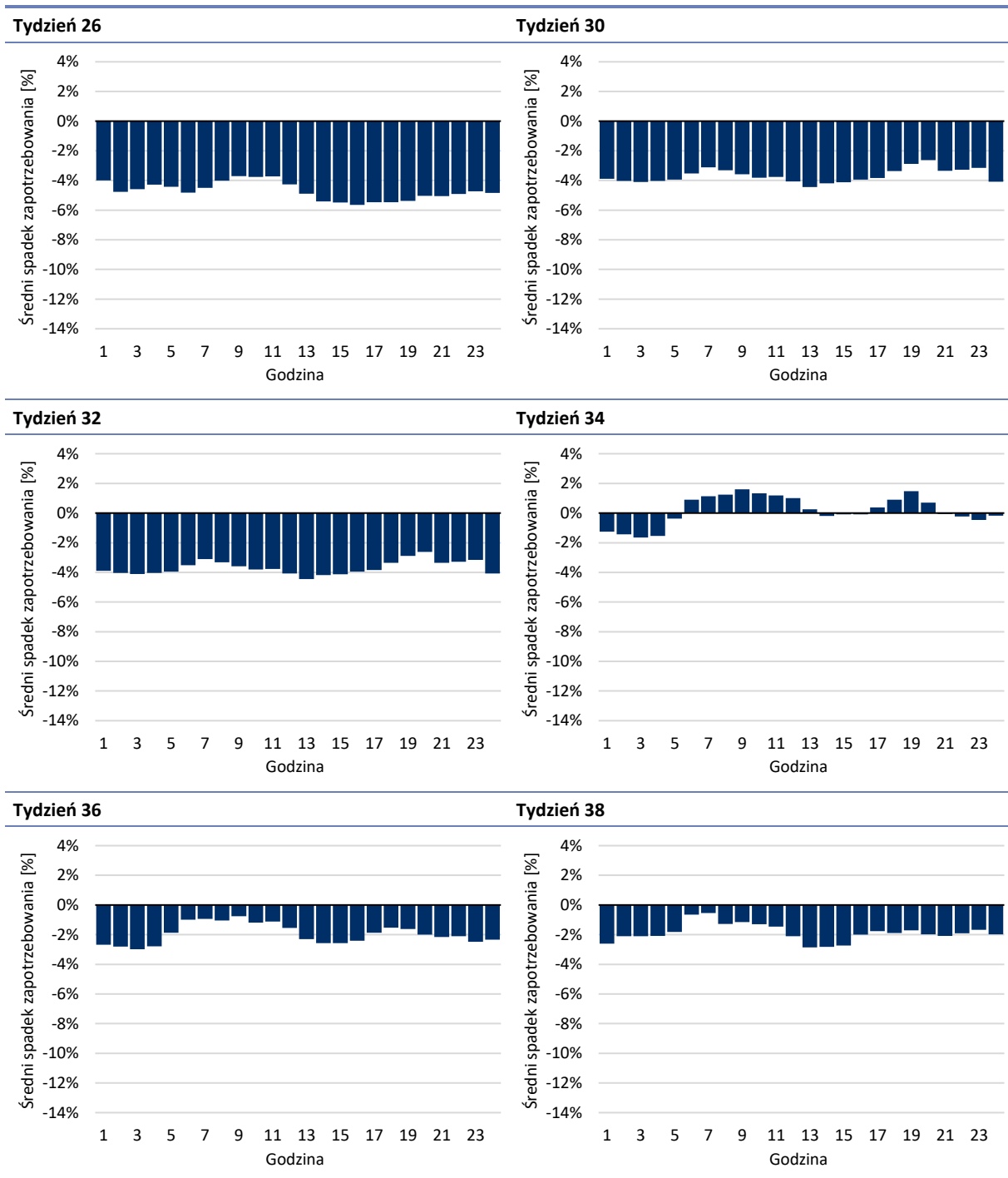
Powyższe miało bezpośredni wpływ na funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego. W 2020 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce wyniosło 151,4 TWh. W porównaniu do roku 2019 było mniejsze o ponad 3,5 TWh netto. Szacuje się, że gdyby pandemia nie wystąpiła, roczne zapotrzebowanie w 2020 r. byłoby na poziomie z roku 2019. Ta redukcja zapotrzebowania na energię elektryczną wynikała w dużej mierze z wprowadzanych ograniczeń w działalności gospodarczej i aktywnościach społecznych, mających na celu powstrzymanie dynamicznie rosnącej liczby zachorowań na COVID-19.

Ograniczenia te były wprowadzane oraz znoszone wraz z występowaniem kolejnych fal pandemii. Dlatego też w 2020 r. przeplatały się okresy, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną malało ze względu na obowiązujące aktualnie ograniczenia, z okresami z zapotrzebowaniem na poziomie sprzed pandemii.

W celu oszacowania wpływu pandemii COVID-19 na zapotrzebowanie na moc w KSE w 2020 r., porównano prognozę na rok 2020 z danymi historycznego zapotrzebowania w tym samym okresie. Prognozę na rok 2020 przygotowano przy użyciu danych klimatycznych z analizowanego okresu. Poniższy rysunek przedstawia średnią różnicę zapotrzebowania na energię elektryczną w kolejnych godzinach doby w dniu roboczym w roku 2020, odniesioną do prognozy dla tego okresu. Największy wpływ obostrzeń w działalności gospodarczej i aktywnościach społecznych, który miał miejsce między 14, a 18 tygodniem 2020 r. wpłynął na obniżenie zapotrzebowania o ok. 10%. Analizując jednak poziom zapotrzebowania na energię elektryczną za rok 2021, zauważalne jest istotnie odbicie i dążenie do powrotu do trendu wzrostowego z ostatnich lat sprzed pandemii.

Rys. 3-20 Średnia różnica zapotrzebowania w stosunku do prognozy w kolejnych godzinach doby w dniu roboczym w wybranych tygodniach 2020 r.





Niepewność co do długofalowych skutków pandemii przyniosła także inne konsekwencje. Lata 2020 i 2021 charakteryzowały się istotną zmiennością cen paliw oraz cen energii elektrycznej. W roku 2020 ceny były na rekordowo niskim poziomie, po czym rosły do wcześniej niespotykanych wartości. Z perspektywy poszczególnych podmiotów sektora wytwórczego wyraźna zmienność cen nie stanowiła jedynego rodzaju zwiększonego ryzyka dla dalszego funkcjonowania przedsiębiorstwa na rynku energii elektrycznej. Spółki sektora wytwórczego musiały radzić sobie również z ryzykiem ograniczenia liczby pracowników niezbędnych do utrzymania ciągłości działania zakładów, jak i możliwych przerw w łańcuchu dostaw, mogących zaburzyć harmonogram zakładanej produkcji energii, prac remontowych i modernizacyjnych źródeł wytwórczych.

Trwająca już drugi rok epidemia COVID-19 wpływa także na realizację projektów inwestycyjnych. Zarówno w 2020 jak i 2021 roku wykonawcy zgłaszali zachorowania na COVID-19 pracowników realizujących zlecane prace, co powodowało ograniczenie liczebności pracowników i związane z tym trudności z utrzymaniem harmonogramów. Rozwój pandemii COVID-19 w krajach producentów wpływał na opóźnienia produkcji, a tym samym opóźnienia terminów dostaw. Pandemia spowodowała także wydłużenie postępowań administracyjnych i sądowych, a tym samym wpłynęła na terminy poszczególnych działań z harmonogramów projektów i opóźnienia w realizacji całych projektów.

Epidemia COVID-19 przyczyniła się do powstania dodatkowego ryzyka ekonomicznego w procesie realizacji inwestycji. Umowy z wykonawcami zawarte w okresie obowiązywania stanu epidemii podlegają zapisom art. 15 r¹ *Ustawy z dnia 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych* (Dz.U. z 2020 r. poz. 374 z późniejszymi zmianami). Zgodnie z tymi zapisami zamawiający nie ma możliwości potrącenia kary umownej za zwłokę w wykonaniu harmonogramu prac z wynagrodzenia wykonawcy lub z innych jego wierzytelności, a także nie może dochodzić zaspokojenia z zabezpieczenia należytego wykonania umowy. Zamawiający będzie miał taką możliwość dopiero po upływie 90 dni od dnia odwołania stanu epidemii.

Doświadczenie roku 2021, tj. realne wykonywanie planów inwestycyjnych oraz adaptacja uczestników procesu inwestycyjnego do pracy w warunkach pandemii powoduje, iż niniejszy plan nie zakłada istotnego dalszego wpływu COVID-19 na system elektroenergetyczny oraz liczbę i harmonogram wymaganych projektów inwestycyjnych.

4 Założenia oraz wyniki analiz planistycznych

4.1 Główne założenia odnośnie do otoczenia sieci przesyłowej

Planowanie sieci przesyłowej w horyzoncie długoterminowym jest uzależnione od założeń co do przyszłego otoczenia systemu elektroenergetycznego, w tym przede wszystkim globalnych wielkości i rozkładów geograficznych zapotrzebowania na energię i moc oraz dostarczania mocy przez konkretne zasoby wytwórcze. Obecnie mamy do czynienia ze znaczącą niepewnością prognoz rozwoju europejskich sektorów energii. Bardzo trudno o konsensus w odniesieniu do istnienia optymalnego systemu elektroenergetycznego, gwarantującego jednocześnie neutralność klimatyczną i środowiskową, bezpieczeństwo dostaw oraz akceptowalne koszty energii. Efektem tego są odmienne scenariusze rozwoju otoczenia sieci przesyłowej, często oparte o przeciwstawne założenia co do wielkości i charakteru przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz struktury paliwowej jej wytwarzania. Poprawne planowanie rozwoju sieci przesyłowej wymaga wiedzy na temat liczby, wielkości i lokalizacji instalacji wytwarzania i magazynowania energii, a co za tym idzie odpowiedzi na fundamentalne pytania zawarte poniżej.

Ile?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Co nastąpi szybciej – wzrost zużycia energii powodowany rozwojem gospodarczym czy poprawa efektywności zużycia energii wspierana przez spadek liczby ludności? ▪ Łączenie sektorów, elektryfikacja transportu i produkcji ciepła – jak szybko nastąpi, w jakich sektorach oraz do jakiego poziomu? ▪ Czy są alternatywy dla elektryfikacji? – elektroliza vs. reforming vs. zgazowanie? ▪ W jakim zakresie można polegać na imporcie energii pierwotnej i energii elektrycznej?
Co?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ OZE + magazynowanie energii elektrycznej, OZE + gospodarka wodorowa, OZE + gaz ziemny, OZE + paliwa alternatywne, atom, paliwa kopalne z CCS/CCU?
Jak?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Duże i scentralizowane czy małe i lokalne zasoby wytwórcze? ▪ Duże maksymalizujące efektywność czy mniejsze bardziej elastyczne zasoby wytwórcze? ▪ Wsparcie publiczne czy konkurencja rynkowa?
Gdzie?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generacja w miejscu zużycia czy w miejscu występowania zasobów energii pierwotnej? ▪ Elektrownie wiatrowe na lądzie czy na morzu? ▪ Fotowoltaika na dachach budynków czy na gruncie?
Kiedy?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Już! Teraz! - Czy czekać do momentu dostatecznej dostępności technicznej i ekonomicznej technologii magazynowania energii lub technologii wodorowych/paliw alternatywnych? ▪ Czy wyłączać wcześniej źródła węglowe czy warunkować to powstawaniem adekwatnych źródeł stabilnych?
Jakim kosztem?	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Jak duży wzrost kosztów energii jest akceptowalny? ▪ Czy akceptowalny jest spadek bezpieczeństwa dostaw lub rezygnacja z traktowania energii elektrycznej jako dobra publicznego? ▪ Jakie jest ryzyko braku komercjalizacji technologii magazynowania energii lub technologii wodorowych/paliw alternatywnych?

Odpowiedzi na powyższe pytania prowadzą do nieskończonej liczby kombinacji wariantów, które z punktu widzenia realizacji konkretnych zadań inwestycyjnych nie mają wyraźnej części wspólnej. Scenariusz uniwersalny rozwoju sieci przesyłowej musiałby być zatem sumą zbiorów zadań inwestycyjnych dla wszystkich kombinacji i na pewno nie byłby wykonalny ani technicznie, ani ekonomicznie.

Podczas planowania nowych zasobów wytwórczych w bardzo ograniczonym zakresie brana jest pod uwagę ich lokalizacja z punktu widzenia sieci. W efekcie nowe zasoby mogą powstawać w wielu lokalizacjach, często konkurujących ze sobą. Zatem nawet dla wybranego konkretnego wariantu rozwoju mixu paliwowego, na etapie planowania sieci nie ma dostatecznie wiarygodnych przesłanek pozwalających na jednoznaczne wskazanie lokalizacji nowych zasobów. Na potrzeby wykonania niniejszego planu przyjęto konkretne założenia odnośnie rozwoju otoczenia sieci przesyłowej oraz związanej z tym wymaganej jej funkcjonalności. Przedstawiono je poniżej:

- Podstawą założeń do rozwoju otoczenia sieci przesyłowej są obowiązujące dokumenty strategiczne, w szczególności: Krajowy Planu na Rzecz Energii i Klimatu, Polityka Energetyczna Polski, Program Polskiej Energetyki Jądrowej, Ustawa o promowaniu wytwarzania energii w morskich elektrowniach wiatrowych.
- W perspektywie najbliższych 10 lat elektrownie fotowoltaiczne oraz elektrownie wiatrowe mogą rozwijać się szybciej niż to wynika z dokumentów strategicznych. W 2032 roku polska sieć przesyłowa powinna pozwolić na osiągnięcie poziomu 50% udziału generacji OZE w zużyciu energii elektrycznej netto, bez znaczących ograniczeń w wydawaniu warunków przyłączenia do sieci dla lokalizacji nowych źródeł OZE, wynikających z aktualnych wniosków o określenie warunków przyłączenia.
- Sieć przesyłowa powinna umożliwiać dalszy wzrost udziału OZE (ponad ww. 50%) w odpowiednich lokalizacjach z punktu widzenia technicznych uwarunkowań pracy sieci oraz możliwości rozwoju infrastruktury sieciowej.
- Będzie postępować „transformacja oraz łączenie sektorów” – wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną netto bazowo może wynosić 1,7% średniorocznie, a wzrost zapotrzebowania na moc szczytową 2,5%. Niemniej jednak sieć przesyłowa powinna być gotowa na szybszy wzrost i w 2032 roku pozwolić na przesyłanie energii w celu pokrycia ponad 200 TWh rocznego zużycia energii elektrycznej netto i nawet 35 GW szczytowego zapotrzebowania na moc.
- Sieć przesyłowa powinna umożliwiać przyłączenie nowych wielkich odbiorców energii lokalizowanych w specjalnych strefach ekonomicznych o łącznym dodatkowym zapotrzebowaniu na moc rzędu 4 GW oraz ewentualnych źródeł energii towarzyszących tym odbiorcom.
- Sieć przesyłowa powinna umożliwiać przyłączenie nowych magazynów energii oraz instalacji P2P w odpowiednich lokalizacjach z punktu widzenia technicznych uwarunkowań pracy sieci oraz możliwości rozwoju infrastruktury sieciowej.
- Sieć przesyłowa powinna posiadać zdolności do obsłużenia samowystarczalnego pod względem generacji systemu elektroenergetycznego oraz do prowadzenia swobodnej wymiany handlowej i technicznej z innymi systemami. Inwestycje w sieć przesyłową powinny wspierać optymalizację wykorzystania istniejących oraz budowanych obecnie połączeń transgranicznych zapewniającą możliwość istotnego udziału tych połączeń w bilansie mocy i energii w KSE. Projekty nowych połączeń transgranicznych mogą być inicjowane tylko w oparciu o jednoznacznie wykazane, wielowymiarowe korzyści, w stosunku do których istnieje konsensus wśród interesariuszy.
- Sieć przesyłowa powinna umożliwiać przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej w lokalizacji aktualnie preferowanej przez społeczność Polskie Elektrownie Jądrowe.
- Sieć przesyłowa powinna posiadać możliwości dalszego rozwoju, odpowiadającego zmianie otoczenia w długoterminowej perspektywie czasowej, w tym lokalizacji nowych elektrowni jądrowych oraz postępowi transformacji.
- Rozwój sieci przesyłowej nie może prowadzić do szokowego wzrostu taryf przesyłowych oraz powinien minimalizować ryzyko powstawania kosztów osieroconych. Wzrost taryf przesyłowych powinien wynikać z uzasadnionych nakładów i kosztów transformacji.

4.2 Metoda analiz sieciowych – uwarunkowania techniczno-ekonomiczne

W celu podstawowej identyfikacji i wyboru projektów inwestycyjnych przeprowadzono złożone analizy bazujące na modelowaniu techniczno-ekonomicznym pracy sieci przesyłowej w wielu wariantach. Uwzględniono w nim m.in. topologię krajowej sieci najwyższych napięć oraz wysokiego napięcia, indywidualną reprezentację zasobów wytwórczych wraz z ich charakterystykami techniczno-ekonomicznymi, prognozy krajowego zapotrzebowania na moc w granulacji godzinowej wraz z dynamiką zmian geograficznych oraz transgraniczne przepływy handlowe i fizyczne. Analiz dokonywano przy wykorzystaniu programu PLEXOS, w którym rozwiązywano zadania typu *DC SCUC* (ang. *Direct Current Security Constrained Unit Commitment*). Obliczenia polegały na wyznaczeniu optymalnego pod względem ekonomicznym sposobu pokrycia zapotrzebowania w taki sposób, aby przepływy mocy nie powodowały przekroczeń maksymalnych dopuszczalnych obciążalności elementów sieci i umożliwiły realizację zadanej wymiany międzysystemowej, przy zachowaniu uwarunkowań i ograniczeń technicznych pracy zasobów wytwórczych.

Analizując wyniki obliczeń pod uwagę brano następujące wielkości:

- wartość i miejsce występowania energii niedostarczonej,
- wskaźniki określające występowanie ograniczeń sieciowych wskazujące konkretne elementy ograniczające – linie lub transformatory,
- stopień obciążenia poszczególnych elementów sieci,
- koszty ograniczeń sieciowych.

Powyższe wielkości pozwoliły na ocenę badanych układów sieciowych, na podstawie której dokonywano doboru zadań inwestycyjnych, likwidujących zdiagnozowane ograniczenia sieciowe, przy czym ostateczna kwalifikacja doboru zadania była potwierdzona pozytywnym wynikiem analizy ekonomicznej. Analizy ekonomiczne zostały przeprowadzane zgodnie z metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Po stronie przepływów dodatnich uwzględniane były korzyści osiągnięte z tytułu realizacji danej inwestycji, tj. wartość redukcji kosztu ograniczeń sieciowych, po stronie przepływów ujemnych planowane nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne oraz koszty strat sieciowych. Poziom osiągniętych korzyści z realizacji poszczególnych inwestycji określano jako różnicę kosztów ograniczeń pomiędzy systemem „z analizowaną inwestycją”, a systemem „bez tej inwestycji”.

4.3 Metoda analiz sieciowych – uwarunkowania techniczne

Równoległe z obliczeniami techniczno-ekonomicznymi prowadzone były obliczenia rozptyłów mocy z wykorzystaniem pełnego modelu krajowej sieci przesyłowej i 110 kV oraz sieci krajów sąsiednich. Podczas analiz wykorzystano model typu AC PF (ang. *Alternating Current Power Flow*) w programie PLANS. Poprzez symulację specyficznych uwarunkowań pracy sieci weryfikowano wystarczalność inwestycji zidentyfikowanych w trakcie obliczeń techniczno-ekonomicznych, wskazywano potrzeby dodatkowych inwestycji oraz opracowywano możliwe do zastosowania zmiany w konfiguracji pracy sieci. Ponadto, dla docelowego układu sieci określono niezbędne inwestycje w środki do regulacji napięć i kompensacji mocy biernej.

Analiza warunków napięciowych w KSE

Modele KSE uwzględniające rozbudowę sieci najwyższych napięć poddano analizom warunków napięciowych pod względem doboru dodatkowych urządzeń kompensacji mocy biernej niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE. W tym zakresie dokonano identyfikacji potencjalnych przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć, stanów pracy KSE determinujących zagrożenia oraz charakterystyki napięciowej poszczególnych węzłów. Wstępnego rozpoznania co do pożądanych lokalizacji oraz wielkości mocy dokonano na

bazie naturalnego rozptyłu mocy biernej z wykorzystaniem „wirtualnych kompensatorów”, tj. założenia, że będą mogły być nimi odpowiednio dostosowane generatory synchroniczne obecnych bloków węglowych, jeśli te zostałyby wyłączone z eksploatacji. Przy doborze rzeczywistych układów kompensacji mocy biernej uwzględniono również uwarunkowania lokalizacyjne oraz realizacyjne związane z rozbudową sieci, ograniczenia dot. instalacji takich urządzeń w stacjach, sumarycznej mocy zainstalowanej w jednej stacji oraz możliwej mocy pojedynczych urządzeń. Uwzględniono potrzebę zapewnienia płynnej regulacji napięcia w celu reakcji na zmieniające się warunki sieciowe, np. awaryjne wyłączenia linii. Wzięto pod uwagę możliwość wykorzystania generatorów z wyłączonych z eksploatacji bloków węglowych do pracy jako kompensatory synchroniczne. Ponadto posłużono się efektami pracy pt. „Koncepcja powiązania KSE z morskimi farmami wiatrowymi w perspektywie długoterminowej”, wykonanej przez eksperta zewnętrznego. Takie podejście pozwoliło na optymalizację potrzeb instalacji dodatkowych urządzeń do kompensacji mocy biernej w KSE.

Jako kryterialne, w zakresie analiz warunków napięciowych, przyjęto następujące stany pracy KSE:

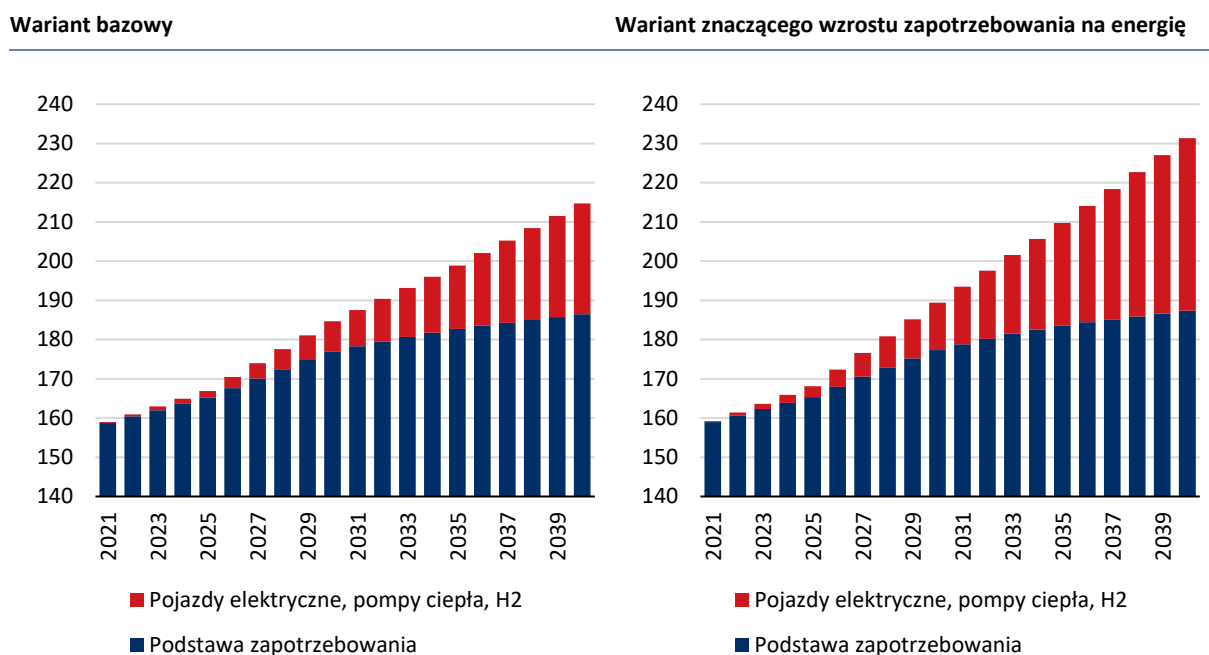
- dolina weekendowa bez generacji FW – do doboru urządzeń do poboru mocy biernej zapobiegających występowaniu zbyt wysokich napięć, stanowiących zagrożenie m.in. dla trwałości izolacji urządzeń elektroenergetycznych,
- szczyt zimowy z wysoką generacją FW – do doboru urządzeń do generacji mocy biernej zapobiegających nadmiernym spadkom napięcia przy dużych przesyłach w warunkach dynamicznego rozwoju elektrowni wiatrowych na obszarach morskich.

4.4 Prognoza zapotrzebowania na energię i moc

Prognoza zapotrzebowania na energię

Długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię netto w KSE przygotowano biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozę zużycia energii finalnej. Wzięto pod uwagę makroczynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, prognozy wzrostu Produktu Krajowego Brutto w poszczególnych sektorach, zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej. Ponadto, uwzględniono przewidywane zmiany strukturalne zużycia energii finalnej tj. m. in. wzrost liczby pojazdów elektrycznych, pomp ciepła oraz ogniw paliwowych. Prognozy dotyczące pojazdów elektrycznych i pomp ciepła zostały określone na podstawie publicznie dostępnych danych i informacji oraz analiz własnych Grupy Kapitałowej PSE S.A.

Prognozę przygotowano w dwóch wariantach, które adresują przyjęty scenariusz rozwoju otoczenia KSE. Pierwszy z nich to wariant bazowy, drugi zakłada znaczący wzrost zapotrzebowania na energię. Warianty te zostały przedstawione na poniższych wykresach. Należy zaznaczyć, że nie obejmują one zapotrzebowania wynikającego z realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych, które są obecnie w początkowym stadium koncepcyjnym i które zostały uwzględnione w niniejszym planie w ramach badanych wrażliwości (potencjał mocy zainstalowanej odbiorczej w tych strefach w perspektywie najbliższych dziesięciu lat przekracza 4 GW). Planowany rozwój sieci przesyłowej adresuje zarówno oba warianty prognozy zapotrzebowania, jak i możliwy dodatkowy wzrost zapotrzebowania w wyniku realizacji ww. inwestycji.

Rys. 4-1 Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto¹¹ w latach 2021-2040 [TWh]

* H2 – zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z produkcji wodoru

Prognoza zapotrzebowania na moc

Profil zapotrzebowania na moc jest uzależniony od czynników pogodowych i dlatego może wykazywać istotne różnicowanie w poszczególnych latach.

Na potrzeby wykonywanych analiz opracowano dedykowany rok klimatyczny – SWS (*ang. Severe Weather Scenario*). Odzwierciedla on trudne warunki pracy sieci, tj. przede wszystkim wielkość i jednoczesność generacji OZE oraz możliwe występowanie wysokich wartości zapotrzebowania na moc w wyniku czynników pogodowych.

Rok klimatyczny (z *ang. Climatic Year, CY*) jest pojęciem wprowadzonym na potrzeby analiz wystarczalności prowadzonych przez ENTSO-E. Jeden rok klimatyczny jest zestawem danych takich jak temperatura powietrza, nasłonecznienie, siła wiatru oraz warunki hydrologiczne dla każdej strefy cenowej w Europie. Cała baza obejmuje dane klimatyczne z 38 lat klimatycznych (1982-2019). Profile odzwierciedlają szeroki zakres możliwych warunków klimatycznych, w tym rzadkie zdarzenia ekstremalne. Pomimo tego, że nie można dokładnie przewidzieć warunków pogodowych w przyszłości, wykorzystanie tak szerokiego zakresu danych historycznych pomaga dostatecznie ocenić ryzyko i przygotować sieć przesyłową na występowanie określonych zdarzeń.

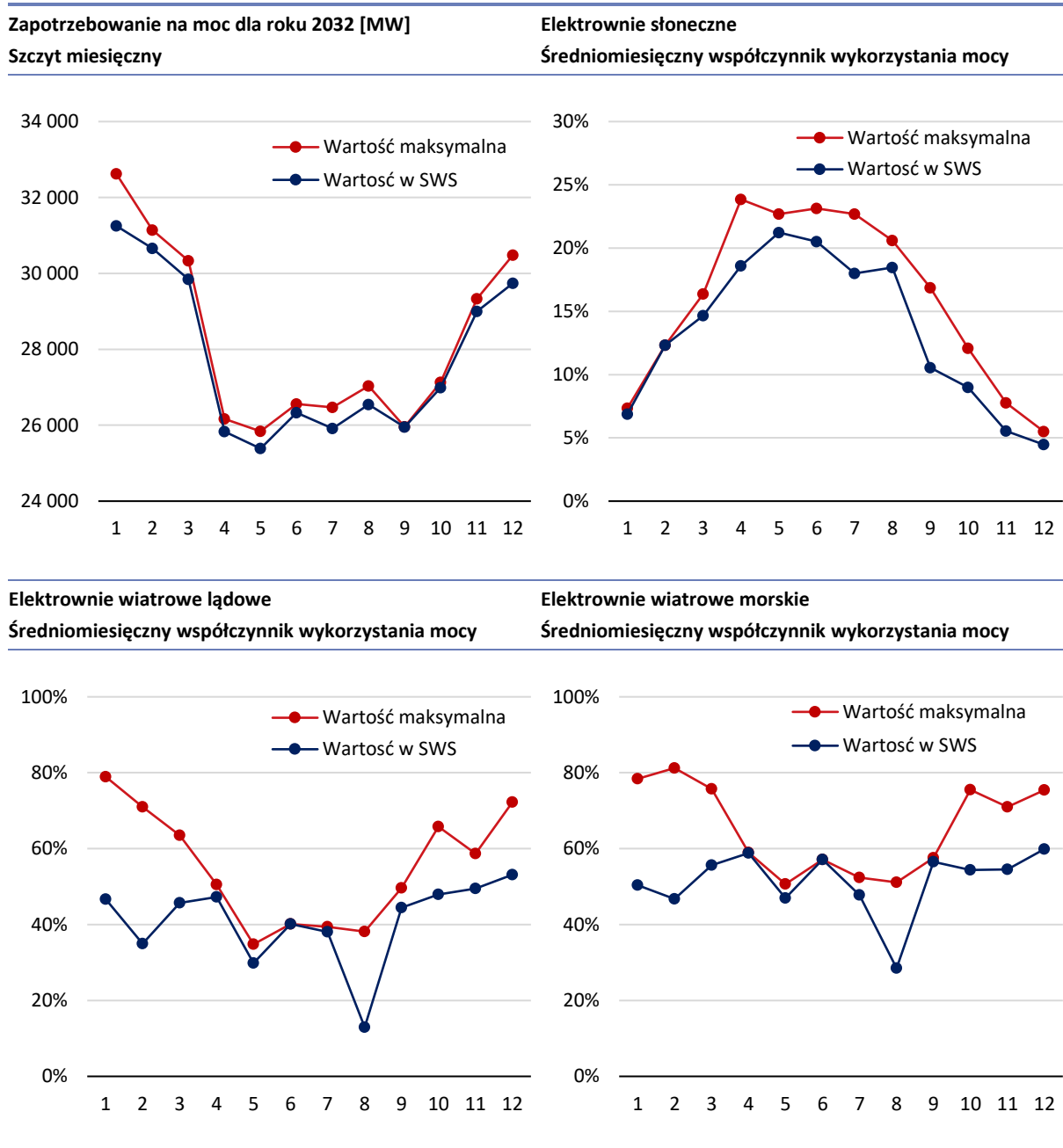
Tab. 4-1 Struktura roku klimatycznego SWS

Miesiąc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Rok klimatyczny	1987	1986	1986	1997	2012	1994	2007	2019	1986	1997	1988	2010

Na poniższym rysunku w celach poglądowych przedstawiono porównanie wartości zapotrzebowania oraz współczynników wykorzystania mocy OZE w roku klimatycznym SWS z wartościami maksymalnymi występującymi w poszczególnych miesiącach w okresie 1982-2019.

¹¹ Wyznaczone jako średnia z lat klimatycznych 1982 - 2019

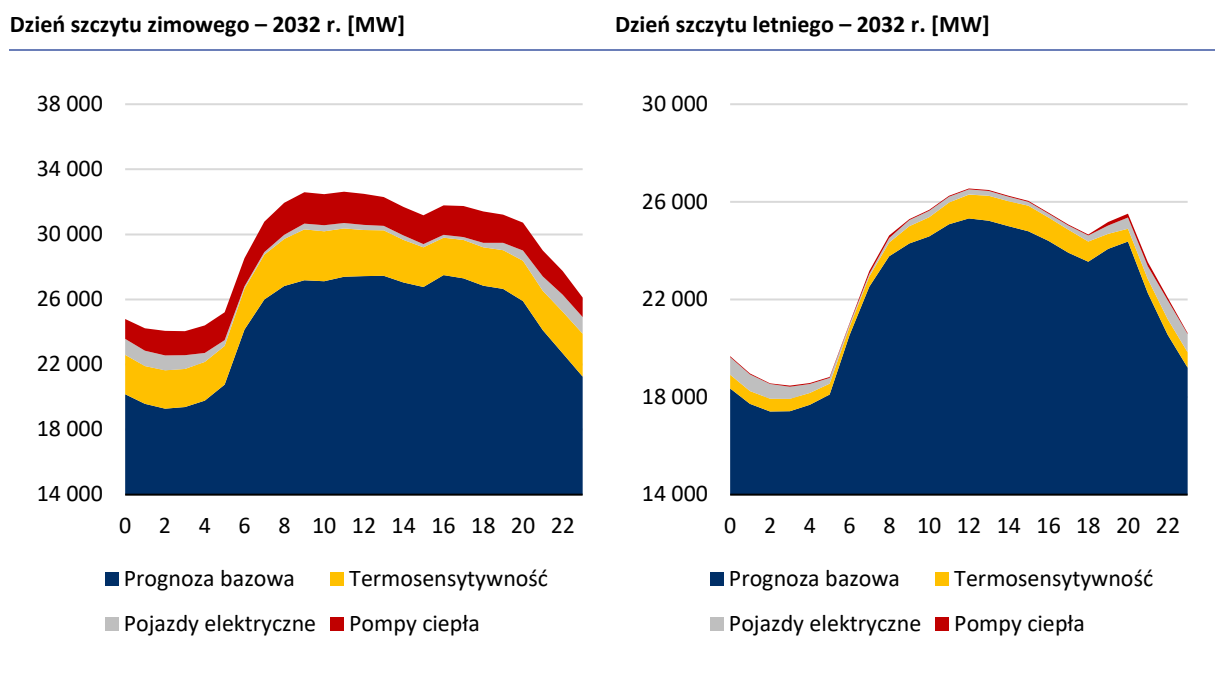
Rys. 4-2 Porównanie maksymalnych wartości zapotrzebowania oraz współczynnika wykorzystania mocy OZE z wartościami roku klimatycznego SWS



Zapotrzebowanie netto jest zapotrzebowaniem na moc odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bezpośrednio do urzędów, instalacji lub sieci innych przedsiębiorstw energetycznych, powiększonym o straty w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Na rys. 4-3 przedstawiono profile dobowe zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia w zimie oraz w lecie w podziale na składowe w roku 2032, dla roku klimatycznego SWS zastosowanego w procesie planowania rozwoju sieci przesyłowej. Profile dotyczą wariantu bazowego. Składowa termosensytywności obrazuje wpływ skrajnych warunków pogodowych w stosunku do warunków normalnych.

Rys. 4-3 Profil zapotrzebowania na moc w dobie szczytowej

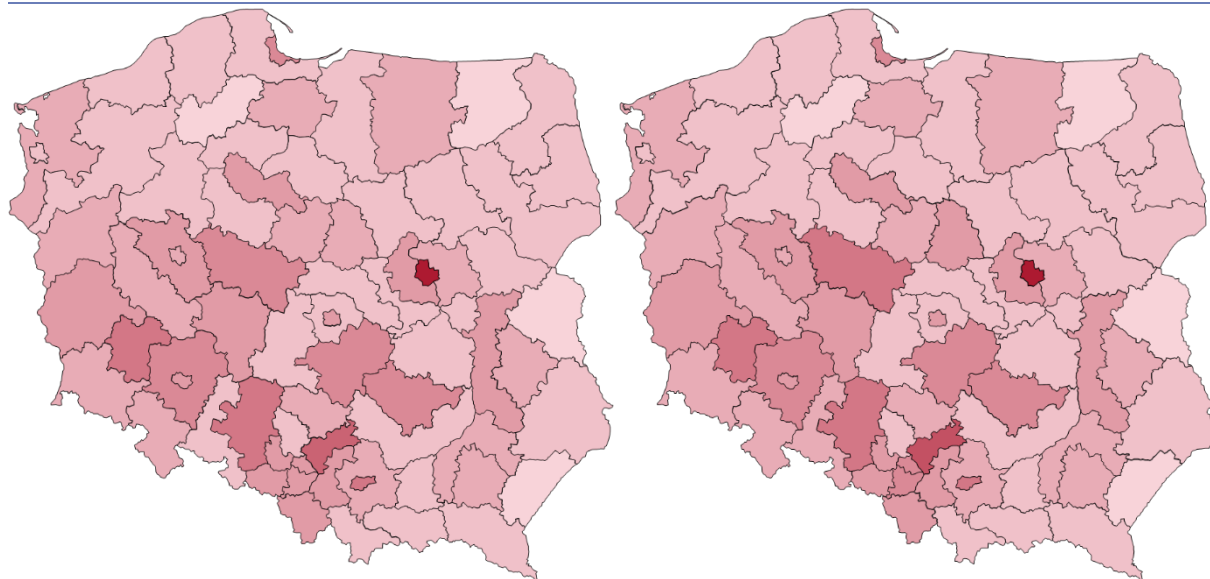


Rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną

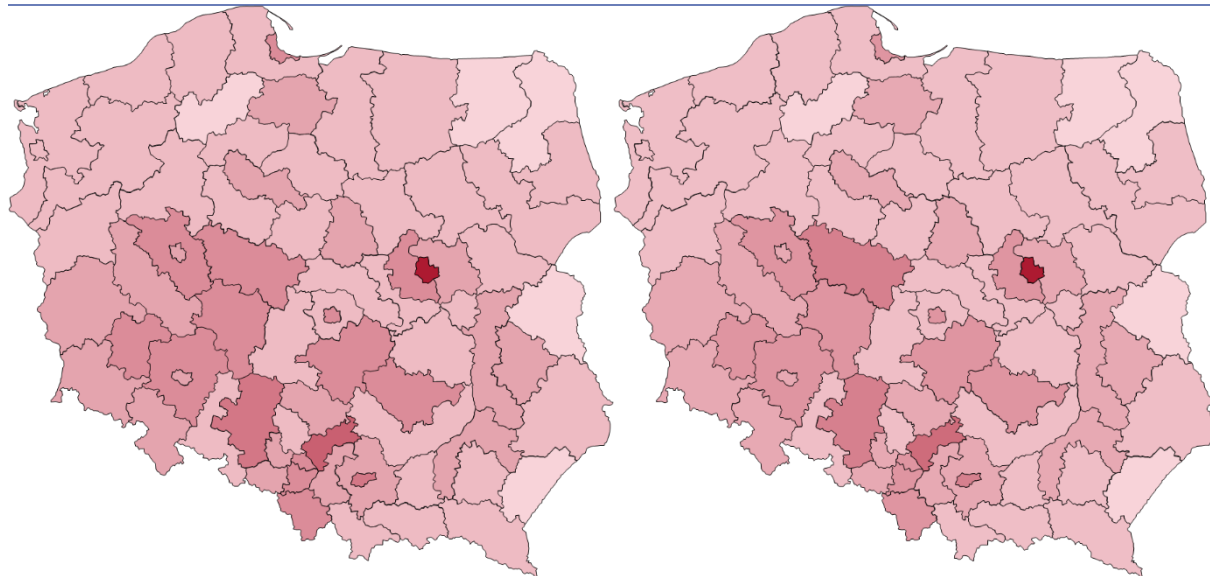
Informacja o prognozowanym, globalnym zapotrzebowaniu na energię i moc elektryczną nie jest pełna, ponieważ nie obejmuje zmienności rozkładu przestrzennego zapotrzebowania. Rozkład ten wykazuje istotną zmienność w funkcji czasu, dlatego na potrzeby planowania rozwoju sieci przesyłowej opracowano jego prognozę.

Poniżej przedstawiono rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię i moc dla wariantu bazowego (dla roku klimatycznego SWS), zwizualizowany na poziomie jednostek w układzie Klasyfikacji Jednostek Terytorialnych do Celów Statystycznych (NUTS), obowiązującej w krajach Unii Europejskiej, na poziomie NUTS 3 – podregiony. W przypadku Polski w układzie NUTS 3 przyjęto 73 jednostki terytorialne, a pojedyncza jednostka terytorialna swoim zasięgiem obejmuje kilka sąsiadujących ze sobą powiatów. Rozkład przestrzenny przedstawiono w dwóch wariantach:

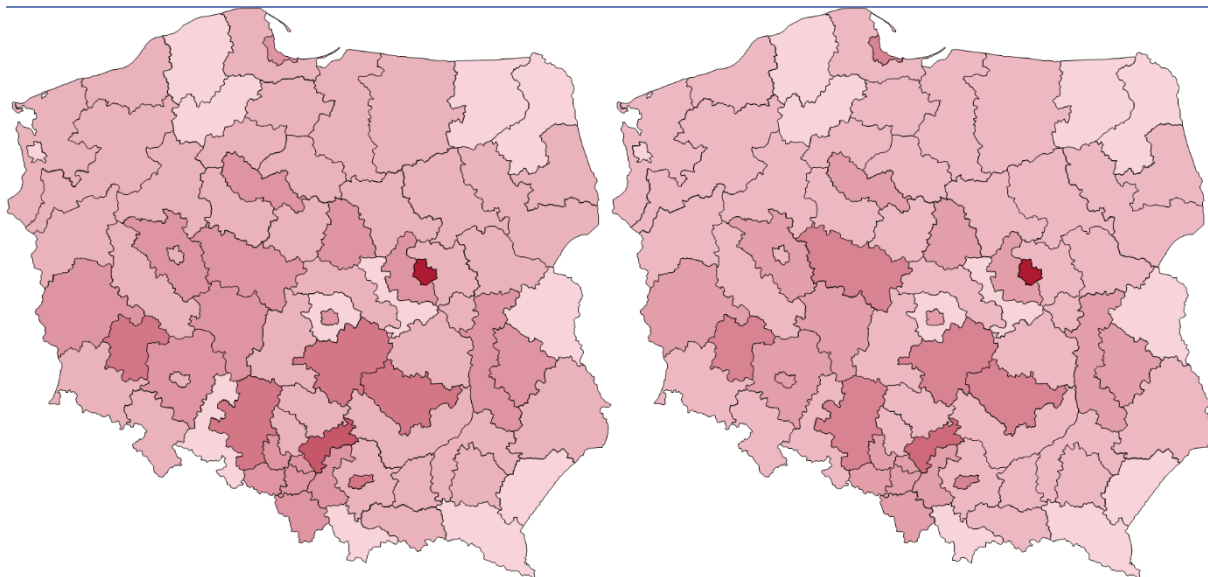
- bez uwzględnienia rozwoju pojazdów elektrycznych oraz nowych, potencjalnych odbiorów imiennych,
- z uwzględnieniem pojazdów elektrycznych oraz nowych, potencjalnych odbiorów imiennych.

Rys. 4-4 Rozkład przestrzenny rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w roku 2032**Bez uwzględnienia rozwoju EV i potencjalnych dodatkowych odbiorów, łącznie: 191,6 TWh****Uwzględnia rozwój EV i potencjalne dodatkowe odbiory, łącznie: 199,2 TWh**

* - ciemniejszy kolor oznacza wyższe zapotrzebowanie w danym obszarze

Rys. 4-5 Rozkład zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym w roku 2032**Bez uwzględnienia rozwoju EV i potencjalnych dodatkowych odbiorów, łącznie: 32 281 MW****Uwzględnia rozwój EV i potencjalne dodatkowe odbiory, łącznie: 33 180 MW**

* - ciemniejszy kolor oznacza wyższe zapotrzebowanie w danym obszarze

Rys. 4-6 Rozkład zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie letnim w roku 2032**Bez uwzględnienia rozwoju EV i potencjalnych dodatkowych odbiorów, łącznie: 26 333 MW****Uwzględnia rozwój EV i potencjalne dodatkowe odbiory, łącznie: 27 105 MW**

* - ciemniejszy kolor oznacza wyższe zapotrzebowanie w danym obszarze

4.5 Struktura wytwarzania energii elektrycznej

Na potrzeby wyznaczenia przyszłej struktury wytwarzania wzięto pod uwagę informacje pozyskane od zawodowych wytwórców energii elektrycznej w ramach przeprowadzonego przez OSP na przełomie lat 2020 i 2021 procesu ankietyzacji. Uwzględniono także plany rozwoju morskich elektrowni wiatrowych oraz energetyki jądrowej, które zostały określone w dokumentach strategicznych. Ponadto wzięto pod uwagę informacje o warunkach przyłączenia wydanych przez OSP i OSD, wykorzystano dostępne informacje na temat wyników przeprowadzonych aukcji OZE, a także głównych krajowych programów wsparcia dedykowanych źródłom prosumenckim oraz rozstrzygnięte wyniki aukcji mocy. W tabeli poniżej przedstawiono informacje w zakresie przyjętej struktury zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2032 r.

Tab. 4-2 Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w roku 2032

Rodzaj zasobu mocy	Moc netto [MW]	Uwagi oraz dodatkowe moce analizowane w ramach wrażliwości
Węgiel brunatny	4 489	
Węgiel kamienny	6 824	
Węgiel brunatny – źródła rezerwe lub nowe wielkoskalowe magazyny energii	2 957	<ul style="list-style-type: none"> Moc istniejących źródeł zagrożonych wcześniejszym odstawieniem z powodów ekonomicznych, pomimo istnienia technicznego potencjału ich dalszej eksploatacji Moc niezbędna do zbilansowania zapotrzebowania na energię i moc
Węgiel kamienny – źródła rezerwe lub nowe wielkoskalowe magazyny energii	6 378	<ul style="list-style-type: none"> Alternatywą dla pozostawienia w eksploatacji tych źródeł jest budowa nowych zasobów o równoważnej mocy, zdolności do produkcji energii oraz lokalizacji. Mogą być to magazyny energii lub instalacje P2G wraz z dodatkową (w stosunku do założonej) mocą źródeł OZE
Gaz ziemny	8 966	<ul style="list-style-type: none"> Istniejące i nowe elektrownie gazowe (ewentualnie współpalające lub przystosowane do spalania wodoru)
Biomasa i biogaz	1 071	<ul style="list-style-type: none"> Sumaryczna moc elektrowni i elektrociepłowni

Energia jądrowa	0	<ul style="list-style-type: none"> Przyjęto harmonogram powstawania nowych elektrowni jądrowych zgodny z PPEJ (nowe moce elektrowni jądrowych począwszy od 2033 roku), inwestycje sieciowe potrzebne do przyłączenia tych elektrowni zostały ujęte w niniejszym planie W ramach analiz wrażliwości badano różne lokalizacje elektrowni, przy czym pierwsza elektrownia ma powstać w lokalizacji preferowanej przez Polskie Elektrownie Jądrowe Sp. z o. o., co zostało uwzględnione w niniejszym planie
Energia wodna	1 022	<ul style="list-style-type: none"> Elektrownie przepływowe z wyłączeniem ESP
ESP	1 335	<ul style="list-style-type: none"> W ramach analiz wrażliwości uwzględniano dodatkową moc 750 MW elektrowni szczytowo pompowej zlokalizowanej w Kotlinie Kłodzkiej, inwestycje sieciowe potrzebne do przyłączenia tej elektrowni zostały ujęte w niniejszym planie
Źródła fotowoltaiczne	13 885	<ul style="list-style-type: none"> Sumaryczna moc źródeł prosumenckich i zawodowych W ramach analiz wrażliwości uwzględniano moc 20000 MW wraz z dodatkową mocą 5000 MW magazynów energii
Lądowe elektrownie wiatrowe	10 806	<ul style="list-style-type: none"> Przyjęto lokalizacje nowych elektrowni wynikające z zawartych umów o przyłączenie oraz rozstrzygniętych aukcji mocy
Morskie elektrownie wiatrowe	10 900	<ul style="list-style-type: none"> Przejęto lokalizacje elektrowni w stacjach: Choczewo (rejon stacji Żarnowiec), Krzemienica (rejon stacji Słupsk) i Słupsk
Elektrociepłownie	8 078	<ul style="list-style-type: none"> Elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe, w tym nowe elektrociepłownie gazowe w miejsce wyłączanych jednostek węglowych W ramach analiz wrażliwości uwzględniano redukcję mocy elektrociepłowni na skutek rezygnacji z kogeneracji na rzecz bezpośredniej produkcji ciepła systemowego lub zdecentralizowanego

Zaproponowany w niniejszym planie rozwój sieci przesyłowej w pełni uwzględnia strukturę paliwową przedstawioną w powyższej tabeli. Ponadto pozwala on na integrację dodatkowych mocy oraz odbiorców energii branych pod uwagę w ramach analiz wrażliwości.

Ewentualny spadek mocy w kogeneracji, wskazany w powyższej tabeli, wymagający zastąpienia wyłączanych źródeł adekwatnymi zdolnościami do przesłania mocy z sieci również został uwzględniony w planie rozwoju sieci.

4.5.1 Rozkład przestrzenny generacji konwencjonalnej

Lokalizacje nowych elektrowni gazowych przyjęto zgodnie z aktualną wiedzą OSP wynikającą z zawartych umów mocowych, umów o przyłączenie, określonych warunków przyłączenia oraz informacji przekazywanych przez inwestorów będących na zaawansowanym etapie koncepcyjnym, przygotowujących się do złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia.

Lokalizacje nowych elektrowni jądrowych przyjęto zgodnie z PPEJ oraz z informacją zawartą w komunikacie Polskich Elektrowni Jądrowych¹².

4.5.2 Rozkład przestrzenny źródeł fotowoltaicznych

Na potrzeby określenia rozkładu przestrzennego źródeł prosumenckich uwzględniono:

- charakter poszczególnych obszarów: miejski, miejsko-wiejski, wiejski oraz przemysłowy,

¹² [Komunikat Polskich Elektrowni Jądrowych sp. z o.o. na temat lokalizacji pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce](#)

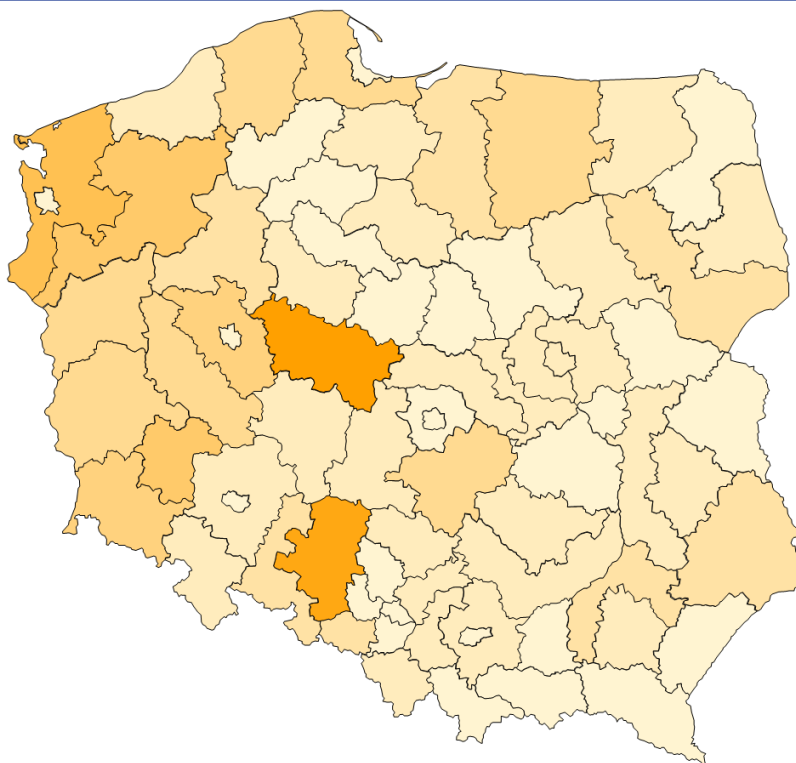
- rozkład przestrzenny zapotrzebowania na energię elektryczną,
- współczynniki nasłonecznienia dla poszczególnych obszarów,
- kryterium wynagrodzenia na jednego zatrudnionego dla poszczególnych województw,
- dotychczas przyłączone instalacje w podziale na oddziały OSD wg. danych z czerwca 2021 r.

Na potrzeby określenia przestrzennego rozkładu elektrowni zawodowych fotowoltaicznych uwzględniono:

- realizację projektów z wydanymi warunkami przyłączenia,
- proporcjonalną i progresywną realizację projektów z uzgodnionymi warunkami wykonania ekspertyz wpływu na system elektroenergetyczny wg stanu na koniec czerwca 2021 r.
- dotychczas przyłączone instalacje w podziale na węzły OSD wg. danych z czerwca 2021 r.

Na poniższym rysunku przedstawiono prognozowany rozkład geograficzny mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w 2032 roku, w wariantcie bazowym, w układzie NUTS 3.

Rys. 4-7 Moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych w 2032 roku, łącznie: 13 885 MW



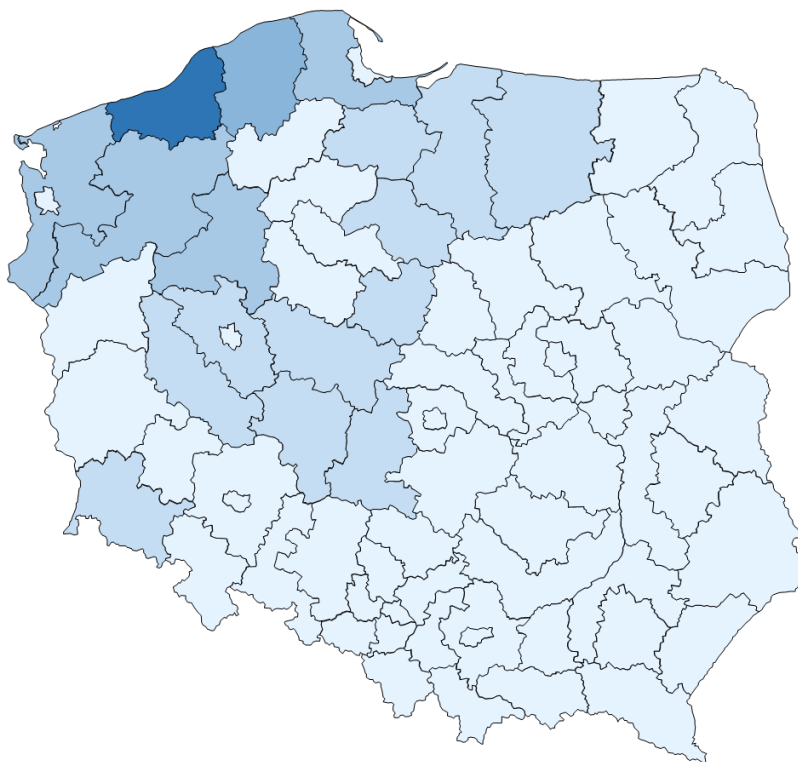
4.5.3 Rozkład przestrzenny lądowych elektrowni wiatrowych

Na potrzeby opracowania przestrzennego rozkładu wolumenu mocy zainstalowanej lądowych elektrowni wiatrowych uwzględniono:

- wyniki aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przeprowadzonych w latach: 2018, 2019, 2020,
- obowiązujące umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej oraz wydane przez OSP warunki przyłączenia wg stanu na czerwiec 2021 r.

Na poniższym rysunku przedstawiono prognozowany rozkład geograficzny mocy zainstalowanej w lądowych elektrowniach wiatrowych w 2032 roku, w wariantie bazowym, w układzie NUTS 3.

Rys. 4-8 Graficzny rozkład przestrzenny mocy lądowych elektrowni wiatrowych w 2032 roku, łącznie: 10 806 MW



4.5.4 Rozkład przestrzenny morskich elektrowni wiatrowych

W 2032 roku przyjęto następujące moce morskich elektrowni wiatrowych:

- Stacja Krzemienica (rejon stacji Słupsk) – 4,422 GW,
- Stacja Choczewo (rejon stacji Żarnowiec) – 5,039 GW,
- Stacja Słupsk – 1,440 GW.

4.5.5 Rozkład przestrzenny zapotrzebowania pojazdów elektrycznych

W celu uzyskania rozkładu zapotrzebowania na moc pojazdów elektrycznych w poszczególnych węzłach KSE, dokonano podziału opracowanej przez PSE S.A. prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i moc pojazdów elektrycznych dla całego kraju na poszczególne powiaty. Warunkiem takiego rozwoju elektromobilności w całym kraju jest rozbudowa infrastruktury ładowania zarówno w obszarach miejskich, jak i wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych. Jako podstawowe założenie przyjęto, że najintensywniejszy rozwój elektromobilności będzie miał miejsce w dużych aglomeracjach miejskich oraz powiatach bezpośrednio z nimi graniczącymi. Założono, że ewentualny intensywny rozwój infrastruktury wzdłuż szlaków komunikacyjnych nastąpi w perspektywie dłuższej niż objęta niniejszym planem oraz w pierwszej kolejności wymaga analiz wspólnie z operatorami sieci dystrybucyjnej. Stopień, w jakim w poszczególnych powiatach będzie rozwijała się elektromobilność, został określony na podstawie gęstości zaludnienia oraz liczby ludności w danym powiecie. Indywidualnie uwzględniono również miasta na prawach powiatu o niskiej gęstości zaludnienia, które posiadają bądź planują rozwój floty miejskich autobusów elektrycznych.

Na rysunku poniżej przedstawiono wyniki rozkładu rocznego zapotrzebowania na energię, w wariantcie bazowym, w podziale na obszary NUTS 3 dla 2032 roku.

Rys. 4-9 Zapotrzebowanie na energię elektryczną pojazdów elektrycznych w 2032 roku, łącznie: 2,71 TWh



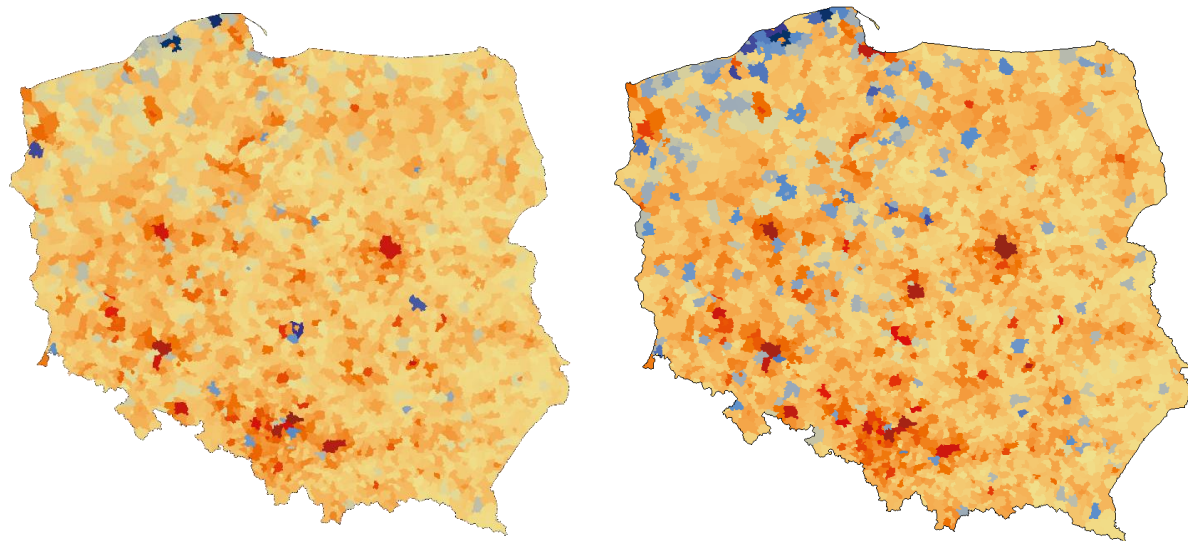
4.6 Strukturalne przepływy mocy w KSE

Na potrzeby zobrazowania fundamentalnych zmian w przepływach energii w KSE, które będą zachodzić w perspektywie roku 2032 i do których konieczne jest wcześniejsze dostosowanie struktury sieci przesyłowej, dokonano przyporządkowania odbiorów i źródeł wytwórczych do stacji energetycznych NN i WN, a następnie przypisano te stacje do poszczególnych gmin. Wynik takiego zestawienia został zobrazowany na rys. 4-10.

Zarówno w przypadku rozkładu rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i przykładowego chwilowego rozkładu zapotrzebowania na moc charakteryzującego się wysoką generacją źródeł wiatrowych, wyraźnie zauważalna jest zmiana koncentracji generacji z obszaru południowego w stronę obszaru północno-zachodniego. Klasyczna struktura systemu elektroenergetycznego w Polsce, która opierała się na generacji konwencjonalnej, wyraźnym podziale na odbiorców i wytwórców, a także na strukturalnym przepływie mocy z południa na północ, nie jest już widoczna przy analizie przyszłego rozkładu przestrzennego źródeł i odbiorów. Przewiduje się, że do 2032 r. w KSE strukturalnie zmieni się kierunek przepływu mocy. Będzie charakteryzował się istotną zmiennością w zależności od rozkładu generacji w danej chwili. Często będzie występował przepływ mocy z północy na południe, a częstość ta będzie rosła wraz z rozwojem zasobów mocy w północnej części Polski.

Rys. 4-10 Rozkład przestrzenny generacji i zapotrzebowania w podziale na gminy – 2032 r.

Bilans roczny energii elektrycznej	Bilans mocy i zapotrzebowania w szczycie zimowym dla godziny z wysoką generacją źródeł wiatrowych
------------------------------------	---



* - ciemniejszy kolor oznacza w danej gminie większe nasycenie odpowiednio źródeł (kolor niebieski) i odbiorów (kolor czerwony)

4.7 Fundamentalne uwarunkowania rynku energii i pracy KSE

W celu oceny fundamentalnych relacji rynkowych oraz pracy KSE w 2032 roku wykonano analizy wg. metody SCED (*ang. Security Constrained Economic Dispatch*). Wynikiem są wolumeny produkcji poszczególnych jednostek wytwórczych oraz symulacje ich przychodów i kosztów operacyjnych. Przyjęto następujące założenia:

- Analizy przeprowadzono dla trzech wartości cen uprawnień do emisji CO₂, tj. 60, 100 i 150€/t CO₂.
- Przyjęto ceny paliw na rok 2032 wynikające z prognoz długoterminowych dostępnych na koniec czerwca 2021 r., tj. na poziomie 12 zł/GJ w przypadku węgla kamiennego i 30 €/MWh w przypadku gazu (ceny stałe 2021 nie obejmujące transportu). W drugim półroczu 2021 obserwowany był znaczący wzrost cen paliw. Należy zwrócić uwagę, iż wzajemne relacje cen paliw nie ulegają tak dynamicznym zmianom jak same ceny. Dlatego ostatnie wzrosty w mniejszym stopniu wpływają na konkurencyjność technologii względem siebie i tym samym, w kontekście pracy sieci przesyłowej, miejsce poszczególnych technologii w „merit order”. Kluczowe znaczenie ma w powyższym zakresie przede wszystkim koszt uprawnień do emisji.
- Wobec braku możliwości efektywnego prognozowania, zdecydowano się nie uwzględniać udziału wymiany transgranicznej, aczkolwiek jej ewentualność uwzględniano w komentarzu do otrzymanych wyników oraz analizach wrażliwości.
- Analizy wykonano dla roku klimatycznego SWS.
- Nie uwzględniono nowych magazynów energii elektrycznej, aby wyniki analizy odzwierciedlały fundamentalne uwarunkowania wynikające z podaży energii odnawialnej i tym samym pozwalały na ocenę potrzeb zagospodarowania nadwyżek tej energii. Niemniej jednak, w dalszej części rozdziału w indywidualny sposób odniesiono się do magazynów energii elektrycznej.

Poniższe tabele przedstawiają poziom produkcji poszczególnych rodzajów źródeł energii.

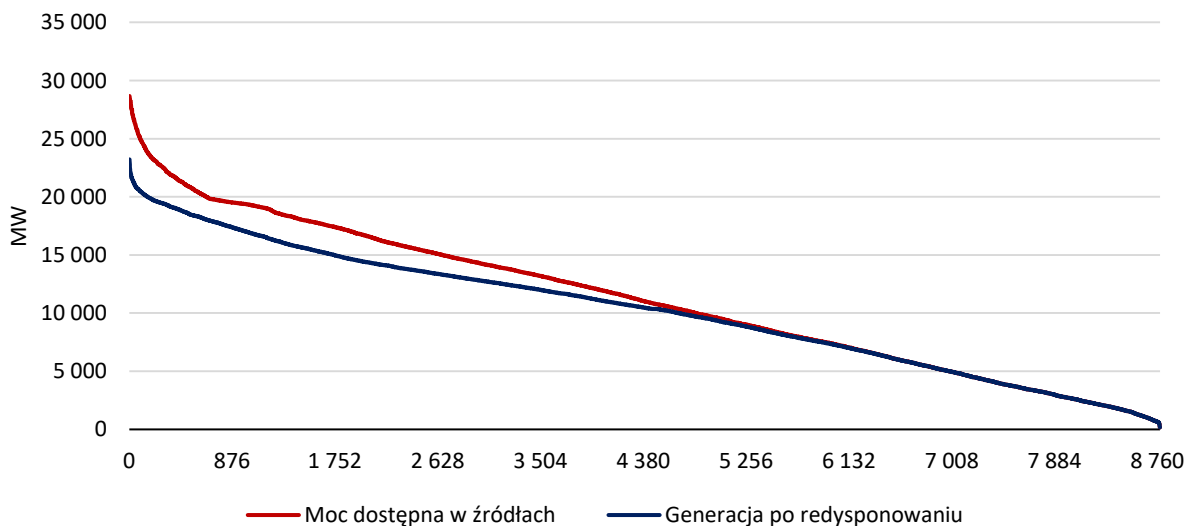
Tab. 4-3 Symulowana struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w roku 2032 w wariantcie bazowym i roku klimatycznym SWS, bez uwzględnienia wymiany transgranicznej

Cena uprawnień do emisji CO ₂	60€/tCO ₂		100€/tCO ₂		150€/tCO ₂		
	Źródło paliwa	TWh/rok	Udział	TWh/rok	Udział	TWh/rok	Udział
	Węgiel kamienny	28,5	14,1%	30,2	14,9%	30,6	15,1%
	Węgiel brunatny	17,8	8,8%	9,8	4,8%	7,9	3,9%
	Gaz ziemny	53,3	26,4%	59,6	29,4%	61,0	30,1%
	OZE	99,1 / 108,1	49,0%	99,2 / 108,1	49,0%	99,2 / 108,1	49,0%
	Pozostałe	3,5	1,8%	3,7	1,8%	3,9	1,9%

W scenariuszu bazowym w 2032 roku źródła OZE mogłyby dostarczyć 108,1 TWh energii elektrycznej, co wynika z ilości ich mocy zainstalowanej oraz prognozowanej dostępności energii pierwotnej w roku klimatycznym SWS. Jednak biorąc pod uwagę godzinowy profil zapotrzebowania na moc oraz techniczne warunki pracy systemu (głównie innych źródeł), energia ta nie może być w całości wprowadzona do systemu elektroenergetycznego. Realna produkcja OZE pozostaje zatem na poziomie 99 TWh i w niewielkim stopniu zależy od ceny uprawnień do emisji. Na kolejnym wykresie przedstawiono uporządkowane krzywe mocy dostępnej oraz realnej produkcji dla trzech największych grup wytwórczych OZE, tj. źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych. Obrazują one znaczącą ilość godzin w ciągu roku, tj. kilka tysięcy, w których generacja z tych źródeł jest niższa od wynikającej z mocy dostępnej.

Rok klimatyczny SWS cechuje się wysoką podażą energii pierwotnej OZE. Zastosowanie innego, mniej zasobnego roku, mimo że złagodziłoby skalę niewykorzystywania potencjału OZE, kierunkowo nie wpływa na wnioski z przeprowadzonych symulacji.

Rys. 4-11 Rzeczywista moc generacji ze źródeł fotowoltaicznych, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz moc dostępna, wynikająca z energii pierwotnej, w wariantcie bazowym, w roku 2032 i roku klimatycznym SWS



Przy tak dużych jak założone wolumenach mocy zainstalowanej OZE to nie sieci są powodem braku możliwości pełnego wykorzystania potencjału energii pierwotnej tych źródeł. Jest nim przede wszystkim struktura zapotrzebowania na moc, tj. brak strukturalnego popytu we wszystkich momentach dostępności energii pierwotnej OZE. W drugiej kolejności są to warunki pracy innych źródeł wytwórczych, które są niezbędne dla utrzymywania stabilności pracy systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia bilansu mocy. W ramach powyższych analiz były one reprezentowane poprzez uwzględnienie bardzo małego zakresu ograniczeń, tj. wymaganej rezerwy mocy i niewielkiej mocy minimalnej jednostek konwencjonalnych.

Sposobem na zwiększanie udziału OZE w KSE jest zdolność do zagospodarowywania produkowanej w nich energii. Co do zasady może być to eksport, magazynowanie lub zużywanie tej energii bezpośrednio przez odbiorców lub na potrzeby produkcji paliw alternatywnych. W przypadku magazynowania energii potrzebna jest znaczna pojemność magazynów, pozwalająca zarówno na dobowy jak i sezonowy charakter ich pracy. W przypadku eksportu nadwyżek generacji OZE należy mieć na uwadze, iż taka nadwyżka może pojawiać się równocześnie na dużym obszarze systemów połączonych co ograniczy możliwości eksportowe. Jest to bardzo prawdopodobne, biorąc pod uwagę jednoczesność występowania składników pogody w regionach Europy. Ewentualnym elementem optymalizującym pracę OZE może być przyszłe skorelowanie z procesami produkcji wodoru lub paliw alternatywnych, ale wraz z ich magazynowaniem.

Prowadzone symulacje wskazują, iż znaczący udział źródeł OZE w strukturze mocy zainstalowanej, wymaga jednoczesnego i skoordynowanego rozwoju zasobów pozwalających na zagospodarowywanie nadwyżek energii, które będą pojawiały się wraz ze wzrostem mocy tych źródeł. Obecnie, technologie OZE istotnie wyprzedzają technologie zagospodarowywania ww. nadwyżek energii pod względem wykonalności technicznej i ekonomicznej. Zniwelowanie tej różnicy jest kluczowym wyzwaniem z punktu widzenia możliwości istotnego przekroczenia poziomu 50% udziału OZE w strukturze zużycia energii elektrycznej. Sieć przesyłowa nie stanowi obecnie ograniczenia dla realizacji tego wyzwania i jej planowany rozwój nie będzie powodował takich ograniczeń.

W kolejnej tabeli przedstawiono wolumeny zużycia paliw wynikające z symulowanej produkcji energii elektrycznej w poszczególnych technologiach wytwarzania. W przypadku węgla kamiennego, należy mieć na uwadze, iż:

- Symulacje wykonano dla roku klimatycznego SWS, zakładającego wyższą od średniej dostępność energii pierwotnej OZE.
- Nie uwzględniano wymiany transgranicznej, w tym możliwego eksportu energii z Polski, tak jak miało to miejsce w drugiej połowie 2021 roku.
- Założona struktura wytwarzania energii elektrycznej zakłada duży przyrost mocy OZE oraz jednostek gazowych, a od 2033 jednostek jądrowych. Ewentualne opóźnienia w realizacji planów inwestycyjnych zwiększą zapotrzebowanie na węgiel.
- Podana w tabeli wielkość dotyczy zapotrzebowania na węgiel w elektrowniach i elektrociepłowniach na potrzeby produkcji energii elektrycznej i nie obejmuje zapotrzebowania na węgiel na potrzeby produkcji ciepła poza procesem kogeneracji.
- Symulacje wykonano dla wariantu bazowego. W wariantcie zwiększonego zapotrzebowania na energię produkcja w jednostkach węglowych byłaby istotnie wyższa. Ponadto realizacja nowych inwestycji przemysłowych może powodować dodatkowe, bardzo duże zapotrzebowanie na energię lub moc.

Powyższe uwarunkowania powodują, iż istnieje istotne prawdopodobieństwo, że produkcja energii elektrycznej w jednostkach na węgiel kamienny będzie wyższa od symulowanej w ramach niniejszych analiz, nawet o ponad 20 TWh. Oznaczałoby to ewentualne, dodatkowe zapotrzebowanie na węgiel kamienny o wielkości co najmniej 9 mln ton.

Tab. 4-4 Symulowane wolumeny zużycia paliw w KSE w roku 2032 w wariantach bazowym i roku klimatycznym SWS, bez uwzględnienia wymiany transgranicznej

Źródło paliwa	Jednostka	60€/tCO ₂	100€/tCO ₂	150€/tCO ₂
Węgiel kamienny (21,5MJ/t)	mln. ton	17,8	18,5	18,7
Węgiel brunatny (9MJ/t)	mln. ton	19,2	10,8	8,7
Gaz ziemny (35,3MJ/Nm ³)	mld. Nm ³	10,3	11,4	11,7

W ramach analiz symulowano spodziewane przychody dla poszczególnych technologii wytwarzania energii, zakładając, że ceny rynkowe odpowiadają kosztom krańcowym w poszczególnych godzinach. W kolejnej tabeli przedstawiono średnią jednostkową cenę sprzedaży energii, dla elektrowni słonecznych i wiatrowych. Cena ta istotnie zależy od ceny uprawnień do emisji. W części przypadków może być niższa od bieżącego LCOE, co oznacza ewentualne trudności dla rentowności projektów inwestycyjnych realizowanych bez wsparcia, w szczególności przy dużych wolumenach mocy OZE. Metoda wyznaczania cen bazująca na krańcowych kosztach zmiennych co do zasady nie zakłada cen ujemnych. Jednak ich występowanie w przyszłości jest bardzo prawdopodobne, szczególnie w okresach wysokiej generacji OZE, co może stanowić dodatkowy czynnik obniżający ich przychody.

Tab. 4-5. Średnie ceny sprzedaży energii w wariantach bazowym, dla roku 2032, dla poszczególnych wariantów cen uprawnień do emisji [zł/MWh]

	60€/tCO ₂	100€/tCO ₂	150€/tCO ₂
Lądowa farma wiatrowa	153	207	269
Morska farma wiatrowa	108	157	215
Elektrownia fotowoltaiczna	174	240	324

W ramach prowadzonych symulacji, zgodnie z przyjętymi założeniami co do wymaganej funkcjonalności sieci przesyłowej, indywidualnie rozważano technologię magazynowania energii, w tym uwarunkowania techniczno-ekonomiczne.

W kolejnej tabeli przedstawiono wyniki symulacji podstawowych uwarunkowań funkcjonowania dodatkowych magazynów energii w scenariuszu bazowym w 2032 roku:

- Dla 2 GW mocy magazynów o 4 h pojemności, przy czym oddzielnie analizowano każdy 1 GW. Wynik w kolumnie „marża” dotyczy sumarycznej mocy 2 GW, podobnie jak pozostałe wyniki w tabeli. Wartość w nawiasie jest marżą osiąganą przez drugi gigawat mocy magazynu. Wynika to z faktu, że każdy powstały magazyn co do zasady negatywnie wpływa na ekonomikę kolejnych, ponieważ powoduje spłaszczanie różnic cen rynkowych.
- Dla wybranych wariantów ceny uprawnień do emisji oraz dla wariantu bez handlowej wymiany transgranicznej oraz z eksportem nadwyżek generacji OZE.

Tab. 4-6 Uwarunkowania funkcjonowania magazynu energii w wariantcie bazowym, dla roku 2032, dla poszczególnych wariantów cen uprawnień do emisji, braku wymiany oraz eksportu nadwyżek energii odnawialnej

	Moc [MW]	Sumaryczna moc [MW]	Sumaryczna pojemność [MWh]	Nakłady inwestyc. [mln PLN]	Generacja [GWh]	Ładowanie [GWh]	Śred. „spread” [PLN/MWh]	Marża [mln PLN]	Prosta stopa zwrotu [lata]	
Brak wymiany	CO₂ = 60€/tCO₂									
	1 000	1 000	4 000	4 300	1 474	1 830	306	353	12	
	+1 000	2 000	8 000	8 600	2 678	3 316	224	490 (+137)	18	
	CO₂ = 100€/tCO₂									
	1 000	1 000	4 000	4 300	1 622	2 007	347	471	9	
	+1 000	2 000	8 000	8 600	2 311	2 863	340	629 (+158)	14	
	CO₂ = 150€/tCO₂									
	1 000	1 000	4 000	4 300	1 680	2 079	411	575	7	
	+1 000	2 000	8 000	8 600	3 000	3 714	347	825 (+250)	10	
Eksport nadwyżek OZE	CO₂ = 60€/tCO₂									
	1 000	1 000	4 000	4 300	1 225	1 520	358	321	13	
	+1 000	2 000	8 000	8 600	1 844	2 288	245	398 (+77)	22	
	CO₂ = 100€/tCO₂									
	1 000	1 000	4 000	4 300	1 351	1 673	395	418	10	
	+1 000	2 000	8 000	8 600	2 389	2 956	325	607 (+189)	14	
	CO₂ = 150€/tCO₂									
	1 000	1 000	4 000	4 300	1 416	1 754	449	497	9	
	+1 000	2 000	8 000	8 600	2 461	3 048	403	741 (+244)	12	

Magazyny energii mogą wykazywać obiecującą rentowność przy bardzo wysokich cenach uprawnień do emisji. Są jednak istotnie wrażliwe na czynniki spłaszczające różnice cen rynkowych, m. in.

- wzrost mocy i pojemności siebie samych,
- rozwój połączeń transgranicznych oraz wzrost wymiany transgranicznej,

które obniżają rentowność. Ewentualny znaczący rozwój magazynów energii w perspektywie czasowej objętej niniejszym planem będzie trudny w realizacji tylko w oparciu o fundamentalne czynniki rynkowe. Prawdopodobnie wymagałby dodatkowych źródeł przychodów, np. rynku mocy, na którym jednak należy liczyć się z konkurencją ze strony innych technologii, oraz który standaryzuje wymagania w zakresie dyspozycyjności oferowanej mocy dla wszystkich uczestników.

4.8 Sposób uwzględnienia wymiany transgranicznej na potrzeby oceny pracy sieci

Europejska infrastruktura przesyłowa energii elektrycznej jest systemem naczyń połączonych, kreującym możliwości importu i eksportu stosownie do bieżącego bilansu energetycznego danego kraju. O kierunkach wymiany energii elektrycznej decydują preferencje uczestników rynku, wyrażane poprzez składane przez nich oferty cenowe w zakresie zakupu oraz sprzedaży energii elektrycznej. Proces handlowej wymiany transgranicznej często zakłócany jest wymianą nieplanową, na którą sieć przesyłowa musi być przygotowana. Rolą OSP jest dbanie o bezpieczeństwo pracy systemu podczas realizacji przepływów energii elektrycznej wynikających z transakcji handlowych uczestników rynku i wszystkich czynników ją zakłócających.

Podstawowym narzędziem OSP służącym do bilansowania zasobów KSE w czasie rzeczywistym jest rynek bilansujący. Dużym wyzwaniem bilansowym jest rozwój źródeł OZE, dla których możliwość wymiany transgranicznej jest sposobem eksportu bieżących nadwyżek. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, operator ma prawo sięgnąć po działania interwencyjne, w tym po interwencyjną wymianę międzyoperatorską. Jednakże podstawową rolą i obowiązkiem operatora jest wyznaczanie i udostępnianie zdolności przesyłowych, które są wykorzystywane przez podmioty działające na rynku. Wymiana handlowa obserwowana na granicach KSE jest wynikiem transakcji zawieranych przez indywidualnych uczestników rynku w ramach realizowanych przez nich strategii biznesowych.

W 2019 r. został uchwalony pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej - „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” (Clean Energy Package – CEP). Wchodzące w jego skład Rozporządzenie (UE) 2019/943 określa obowiązki w zakresie udostępniania przepustowości połączeń transgranicznych. Zgodnie z jego zapisami, operatorzy systemów przesyłowych UE, w tym PSE S.A., są zobowiązani do udostępniania zdolności połączeń transgranicznych w wielkościach maksymalnych ze względu na bezpieczne warunki pracy sieci. W rozporządzeniu wprowadzony został wymóg udostępniania od 1 stycznia 2020 r. nie mniej niż 70% technicznej przepustowości połączeń dla realizacji wymiany transgranicznej (tzw. wymóg CEP70), który dla Polski został złagodzony poprzez możliwość stopniowego udostępniania zdolności aż do osiągnięcia minimum 70% od 1 stycznia 2026 r.

Od roku 2026 wymóg ten w uproszczeniu sprowadza się do tego, że w stanach N-1 przepływ na połączeniach międzysystemowych nie może przekraczać 30% ich technicznej przepustowości w hipotetycznej sytuacji braku wymiany handlowej. Jest to tzw. naturalny przepływ nieplanowy, który wynika z niejednorodnego geograficznego rozkładu zapotrzebowania i generacji w poszczególnych strefach (krajach). Gdy przepływ ten przekracza próg 30% uruchomione muszą zostać środki zaradcze, mające na celu jego redukcję. W przypadku Polski środkiem tym może być regulacja przesuwnikami fazowymi na połączeniach DE/PL, a jeżeli jest to niewystarczające, należy się wówczas liczyć z koniecznością poniesienia istotnych kosztów związanych z redysponowaniem punktów pracy mocy wytwórczych zlokalizowanych w KSE lub w innych krajach.

Zgodnie z założeniami polityki energetycznej Państwa przyjęto, że KSE podstawowo pozostanie samowystarczalny w zakresie pokrycia zapotrzebowania poprzez utrzymywanie i rozwój generacji krajowej. Niemniej jednak sieć przesyłowa powinna mieć zdolność do korzystania z połączeń transgranicznych, pozwalających na dywersyfikację ryzyka oraz mitygowanie skutków zdarzeń losowych, takich jak m.in. znaczące, jednoczesne awarie czy katastrofalne zdarzenia pogodowe.

Ponadto przyjęto, że naturalny przepływy nieplanowy połączeniami DE – PL i PL – CZ/SK strukturalnie nie przekracza 30% progu, tj. poziom dostępności polskich połączeń międzysystemowych spełnia wymóg CEP70, przez co krajowa sieć jest otwarta dla handlu transgranicznego.

Biorąc pod uwagę powyższe przyjęto następujące scenariusze wymiany transgranicznej w perspektywie roku 2032:

- Scenariusz podstawowy wymiany, gdzie przyjęty poziom naturalnego przepływu nieplanowego w kierunku DE → PL → CZ/SK w wysokości 1000 MW jest maksymalną wartością, przy której spełniony jest wymóg CEP70 dla połączeń transgranicznych. Założono, że eksport częstych nadwyżek mocy OZE możliwy jest wyłącznie w godzinach występowania niskich cen energii w KSE w porównaniu do krajów sąsiednich i modelowany poprzez zwiększanie przepływu fizycznego z KSE w kierunku wszystkich krajów sąsiednich równocześnie, proporcjonalnie do fizycznych zdolności eksportowych poszczególnych połączeń. Maksymalne zdolności eksportowe określone zostały przy założeniu braku ograniczeń sieciowych wewnątrz kraju, biorąc pod uwagę jedynie techniczną przepustowość linii transgranicznych, zgodnie z wymogami CEP70.
- Scenariusze dodatkowe dla oceny wrażliwości uzyskanych wyników na większe fizyczne przepływy mocy z KSE. Emulują one sytuację większego zapotrzebowania na wykorzystanie sieci w celu obsługi wymiany transgranicznej i uwzględniają docelowe zdolności wymiany osiągnęte po zakończeniu obecnie realizowanych inwestycji w KSE. Eksport nadwyżek mocy OZE jest realizowany poprzez zwiększanie przepływu fizycznego jednocześnie w kierunku CZ/SK oraz DE, przy założeniu, że wymiana handlowa realizowana jest w dwóch wariantach: eksport z PL do HU albo z PL do DE. W scenariuszu tym założono również możliwość zwiększania zdolności eksportowych poprzez regulację przepływów poprzez wykorzystanie przesuwników fazowych na granicy PL-DE.
- Brak wymiany handlowej, gdzie założono zerowe saldo wymiany krajowej przy przepływie nieplanowym 1000 MW w kierunku DE → PL → CZ/SK z jednoczesnym tranzytem mocy przez KSE w wysokości 600 MW w kierunku SE → PL → CZ/SK.

Powyższe scenariusze zostały poddane szczegółowym badaniom w ramach analiz techniczno-ekonomicznych.

W przypadku technicznych analiz rozptylowych rozpatrywano:

- przepływ fizyczny SE → PL i LT → PL na poziomie odpowiednio 600 i 700 MW,
- przepływ fizyczny DE → PL na poziomie 1500 MW i 3000 MW w zależności od badanego stanu obciążenia i założonego salda wymiany KSE,
- przepływ fizyczny PL → CZ/SK na poziomie 1000, 1500 i 2000 MW w zależności od badanego stanu obciążenia i założonego salda wymiany KSE,
- zerowe wypadkowe saldo KSE na przekroju synchronicznym oraz import do KSE na poziomie 1000 i 2000 MW w zależności od badanego stanu obciążenia KSE.

Dzięki przeanalizowaniu tak szerokiego zakresu wariantów wymiany można stwierdzić, że zaplanowany układ sieciowy jest odporny na zmienne i niepewne uwarunkowania odnośnie przyszłych przepływów transgranicznych. Przeprowadzone analizy wykazały brak wewnętrznych barier w kraju, które ograniczałyby handel transgraniczny. Innymi słowy, zaplanowany układ sieciowy pozwoli na pełne wykorzystanie obecnie rozwijanych zdolności przesyłowych połączeń Polski z krajami sąsiednimi, zgodnie z wymogiem CEP70, bez obawy o bezpieczeństwo pracy krajowej sieci.

5 Wyniki analiz rozwoju sieci przesyłowej

5.1 Planowane zadania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.106	Budowa stacji 220/110 kV Kutno wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Konin-Sochaczew	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w północnej części województwa łódzkiego	2022	2029
II.107	Modernizacja linii 220 kV Adamów-Konin tor I i tor II	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej w celu stworzenia warunków do wyprowadzenia mocy ze źródeł wytwórczych planowanych do przyłączenia w SE Adamów	2022	2029
II.108	Budowa linii 220 kV Konin - nacięcie linii Pątnów-Podolszyce wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Konin	Poprawa warunków dla wyprowadzenia mocy OZE zlokalizowanych w północnej części KSE	2022	2029
II.109	Modernizacja linii 400 kV Rogowiec-Płock	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ - południe	2022	2029
II.110	Modernizacja linii 400 kV Rogowiec-Ołtarzew	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ - południe oraz poprawa pewności zasilania odbiorców centralnej Polski w tym, w przyszłości, Centralnego Portu Komunikacyjnego	2022	2029
II.111	Modernizacja linii 400 kV Płock-Ołtarzew	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej w kierunku północ - południe, w tym wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2022	2029
II.112	Przebudowa linii 400 kV Grudziądz-Płock na dwutorową linię 400 kV	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2022	2030
II.113	Modernizacja linii 220 kV Olsztyn I-Włocławek Azoty	Poprawa stanu technicznego linii z uwagi na duży stopień wyeksploatowania	2022	2028
II.114	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia transformatora 400/220 kV	Poprawa warunków pracy sieci przesyłowej przy wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Turów oraz w przypadku wyłączenia elektrowni z eksploatacji	2022	2026 ⁽¹⁾
II.115	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Legnicy wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Mikułowa-Pasikurowice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Legnicy	2022	2027 ⁽²⁾
II.116	Rozbudowa i modernizacja stacji 220/110 kV Aniołów	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze Częstochowy i jej aglomeracji	2022	2028
II.117	Budowa linii 220 kV Aniołów - nacięcie linii Rogowiec-Joachimów	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze Częstochowy i jej aglomeracji	2022	2030
II.118	Rozbudowa stacji 220/110 kV Stalowa Wola wraz z instalacją transformatora 220/110 kV	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2021	2026 ⁽²⁾
II.119	Modernizacja linii 220 kV Połaniec-Chmielów tor II	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu zasilania terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2021	2025 ⁽²⁾
II.120	Modernizacja linii 220 kV Abramowice-Puławy	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu zasilania terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli oraz poprawy pewności zasilania rejonu Lublina i Zamościa	2021	2025
II.121	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Joachimów	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze Częstochowy i jej aglomeracji	2021	2028

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.122	Modernizacja linii 400 kV Rogowiec-Joachimów, Rogowiec-Tuczawa (Joachimów)	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawy warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska, a także poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze Częstochowy i jej aglomeracji	2022	2029
II.123	Modernizacja linii 220 kV Joachimów-Łośnice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2022	2028
II.124	Rozbudowa stacji 400/220 kV Byczyna o rozdzielnię 110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej we wschodniej części województwa śląskiego	2022	2028
II.125	Modernizacja stacji 220/110 kV Łośnice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2022	2027
II.126	Modernizacja stacji 220/110 kV Wanda	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w obszarze Krakowa i jego aglomeracji poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2022	2027
II.127	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Ostrowiec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Ostrowca poprzez wymianę transformatorów 400/110 kV na jednostki większe	2022	2029
II.128	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguchwała	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Rzeszowa i Boguchwały poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2022	2027
II.129	Modernizacja stacji 220/110 kV Gorzów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2021	2027
II.130	Rozbudowa i modernizacja rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych rozdzielni 220 kV w stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2022	2028
II.131	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia bloku w Elektrowni Ostrołęka	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni gazowej	2022	2024 ⁽³⁾
II.132	Rozbudowa stacji 400/110 kV Ełk Bis wraz z przebudową stacji 220/110 kV Ełk	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w północno – wschodniej części kraju poprzez instalację drugiego transformatora 400/110 kV w SE Ełk Bis oraz stworzenie warunków do likwidacji wyeksploatowanej rozdzielni 220 kV w SE Ełk	2022	2028
II.133	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Narew dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Turośń Kościelna	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2021	2027 ⁽³⁾
II.134	Rozbudowa stacji 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia MFW Bałtyk Środkowy i MFW Bałtyk Środkowy II	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych	2022	2026 ⁽³⁾
II.135	Budowa zasobów mocy w KSE	Zwiększenie bezpieczeństwa i elastyczności pracy KSE poprzez budowę zasobu mocy dyspozycyjnej możliwego do wykorzystania w przewidywanych okresach niedoboru generacji w KSE lub na potrzeby poprawy warunków pracy sieci	2022	2027 ⁽⁴⁾
II.136	Program modernizacji urządzeń obwodów wtórnych na stacjach - etap I	Zwiększenie niezawodności działania systemów telemechaniki stacyjnej i EAZ, dostosowanie do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A. oraz zwiększenie liczby stacji zdalnie sterowanych	2022	2030

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.137	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej w obiektach PSE S.A. - etap 1	Dostosowanie układów pomiarowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2022	2026
II.138	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej w obiektach PSE S.A. - etap 2	Dostosowanie układów pomiarowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2023	2027
II.139	Rozbudowa oraz modernizacja Systemu Ochrony Technicznej dla stacji NN: Mory, Kromolice, Cieplice, Adamów, Kopanina, Groszowice, Stalowa Wola, Płock, Ostrołęka, Siedlce Ujrzanów, Janów, Słupsk AC, Gdańsk Błonia, Gdańsk I, Żąbkowice, Świebodzice, Wrocław, Ostrów, Jamki, Lubocza, Siersza, Moszczenica, Chmielów, Abramowice, Radkowice, Kozienice (zaplecze magazynowe PSE S.A.)	Wymiana wyeksploatowanych i awaryjnych elementów/systemów SOT niespełniających obowiązujących standardów oraz wymagań i norm w celu stworzenia warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej oraz w celu zapewnienia skutecznej ochrony obwodowej stacji elektroenergetycznych	2022	2025
II.140	Modernizacja transformatorów 400/110 kV w stacji 400/110 kV Żarnowiec i stacji 400/110 kV Dobrzeń	Modernizacja uszkodzonego transformatora w SE Żarnowiec oraz transformatora w SE Dobrzeń	2021	2028
II.141	Budowa zbiorników do celów przeciwpożarowych w stacjach 220/110 kV Bieruń i 220/110 kV Katowice oraz modernizacja odwodnienia terenu stacji 220/110 kV Bieruń	Poprawa bezpieczeństwa pracy urządzeń stacji poprzez wybudowanie zbiorników przeciwpożarowych oraz modernizację odwodnienia terenu	2021	2023
II.142	Przystosowanie do standardów technicznych stałych urządzeń gaśniczych transformatorów sieciowych w stacjach 400/110 kV Dobrzeń oraz 400/110 kV Trębaczew	Poprawa bezpieczeństwa pracy jednostek transformatorowych oraz ograniczenie skutków awarii w przypadku wystąpienia pożaru jednostek transformatorowych	2021	2023
II.143	Program modernizacji wyłączników	Zapewnienie ciągłości działania oraz bezpieczeństwa pracy KSE oraz podniesienie sprawności działania urządzeń	2021	2025
II.144	Budowa drogi dojazdowej do stacji 400/110 kV Czarna	Zapewnienie swobodnego dojazdu na teren stacji dla służb eksploatacji (siedziba ZES) oraz firm zewnętrznych w celu wykonywania prac eksploatacyjnych	2022	2024
II.145	Modernizacja wybranych jednostek transformatorowych	Poprawa bezpieczeństwa pracy KSE oraz współczynników niezawodności pracy jednostek transformatorowych	2021	2025
II.146	Modernizacja wyposażenia jednostek transformatorowych	Poprawa stanu technicznego poprzez prewencyjną wymianę wyeksploatowanych elementów transformatorów	2021	2023
II.147	Wymiana części składowych, dodatkowych i peryferyjnych	Utrzymanie sprawności stacji elektroenergetycznych poprzez wymianę między innymi: układów chłodzenia autotransformatorów, izolatorów przepustowych, odłączników, przekładników prądowych i napięciowych	Zadanie stałe	Zadanie stałe
III.1	Budowa nowej stacji 220/110 kV w rejonie Warszawy wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Mory-Kozienice/Piaseczno	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Warszawy oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2023	2029 ⁽²⁾
III.2	Budowa stacji 220/110 kV Siekierki	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2024	2030
III.3	Budowa linii 220 kV Siekierki-nacęcie linii Piaseczno-Mory	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2023	2030
III.4	Budowa linii 220 kV Siekierki-Miłosna	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2025	2032
III.5	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Siedlce Ujrzanów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Siedlce	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2033	2035 ⁽³⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.6	Modernizacja stacji 400/110 kV Mościska	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2026	2031
III.7	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/110 kV Elk Bis dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Elk	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2028 ⁽³⁾
III.8	Modernizacja linii 220 kV Ottarzew-Mory tor II	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji warszawskiej	2027	2030
III.9	Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa dla przyłączenia bloku El. Łęczna	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej	2026	2028 ⁽³⁾
III.10	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Kozienice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kozienice	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2027	2029 ⁽³⁾
III.11	Rozbudowa stacji 220 kV Puławy dla przyłączenia bloku Grupy Azoty Zakładów Azotowych "PUŁAWY" S.A.	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej	2026	2028 ⁽³⁾
III.12	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji Rzeszów oraz wprowadzenie linii Rzeszów-Jarosław pracującej na napięciu 400 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa podkarpackiego, w tym terenów inwestycyjnych	2022	2026
III.13	Modernizacja stacji 400/220 kV Kielce	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2027	2032
III.14	Modernizacja stacji 220/110 kV Chmielów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2027	2032
III.15	Rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Opola	2030	2032 ⁽²⁾
III.16	Rozbudowa stacji 220/110 kV Blachownia wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Groszowice-Kędzierzyn	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej we wschodniej części województwa opolskiego	2024	2029
III.17	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tarnów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.) oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej poprzez instalację drugiego transformatora 400/110 kV	2024	2029
III.18	Modernizacja stacji 220/110 kV Komorowice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2024	2029
III.19	Budowa linii 400 kV Dobrzeń-Blachownia-Wielopole wraz z rozbudową stacji Blachownia o rozdzielnię 400 kV	Poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej pomiędzy centralną i południową częścią kraju	2029	2036 ⁽⁵⁾
III.20	Budowa linii 2 × 400 + 220 kV Byczyna-Podborze	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego oraz poprawa warunków funkcjonowania połączenia prądu stałego północ – południe	2024	2031
III.21	Modernizacja linii 400 kV Byczyna-Tuczawa	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków funkcjonowania połączenia prądu stałego północ – południe	2029	2032
III.22	Modernizacja linii 220 kV Moszczenica-Czeczot (Podborze)	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego	2027	2030

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.23	Modernizacja linii 220 kV Groszowice-Ząbkowice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na terenie Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej w Radzikowicach oraz likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w zachodniej części KSE, szczególnie przy zwiększonej wymianie transgranicznej w zakresie importu lub tranzytu mocy	2025	2028
III.24	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Łagisza dla przyłączenia bloku gazowo-parowego w Elektrowni Łagisza	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej	2025	2027 ⁽³⁾
III.25	Rozbudowa stacji 220/110 kV Kopanina dla przyłączenia Zakładów RE Alloys	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2023	2024 ⁽³⁾
III.26	Modernizacja linii 220 kV Wielopole-Moszczenica	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego	2026	2029
III.27	Budowa stacji 400/110 kV Zielona Góra wraz z instalacją transformatora 400/110 kV oraz wprowadzeniem linii 400 kV Polkowice-Baczyna/Plewiska	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa lubuskiego	2027	2033
III.28	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Baczyna w związku z instalacją drugiego transformatora 400/110 kV	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa lubuskiego	2025	2026 ⁽³⁾
III.29	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/220/110 kV Baczyna dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Lubno-III	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2026	2027 ⁽³⁾
III.30	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Piła Krzewina – Plewiska lub Baczyna - Plewiska	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji poznańskiej	2030	2036
III.31	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Mieczysławów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2033	2035 ⁽³⁾
III.32	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Bochlewo	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni fotowoltaicznej	2025	2027 ⁽³⁾
III.33	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia FW Mikułowa	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej elektrowni wiatrowej	2023	2025 ⁽³⁾
III.34	Budowa linii 400 kV od stacji Polkowice do nacięcia toru linii 400 kV Baczyna-Plewiska	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa lubuskiego	2026	2033
III.35	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa-Cieplice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w południowej części województwa dolnośląskiego	2027	2030
III.36	Modernizacja linii 220 kV Krajnik-Morzyczyn	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji szczecińskiej	2032	2035
III.37	Modernizacja linii 220 kV Pątnów-Konin	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2032	2035
III.38	Modernizacja linii 220 kV Pomorzany-Krajnik	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze aglomeracji szczecińskiej	2032	2035

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.39	Rozbudowa stacji Gdańsk I o rozdzielnię 400 kV wraz z instalacją dwóch transformatorów 400/110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województwa pomorskiego	2031	2036
III.40	Rozbudowa stacji 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kartoszyno	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia/doprowadzenia mocy z/do magazynu energii elektrycznej	2023	2025 ⁽³⁾
III.41	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 2 w Elektrowni Grudziądz	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowej jednostki wytwórczej	2027	2029 ⁽³⁾
III.42	Instalacja transformatora 400/110 kV w stacji 400/110 kV Słupsk w związku z przyłączeniem farm wiatrowych	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych elektrowni wiatrowych	2025	2027 ⁽³⁾
III.43	Modernizacja linii 220 kV Grudziądz Węgrowo-Toruń Elana	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz stworzenie warunków dla zasilania terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2023	2026
III.44	Modernizacja linii 220 kV Pątnów-Włocławek Azoty	Poprawa stanu technicznego linii wraz ze zwiększeniem dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa kujawsko-pomorskiego	2032	2035
III.45	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Konin	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Konina	2030	2032 ⁽²⁾
III.46	Instalacja transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 400/110 kV Ostrów	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Ostrowa	2030	2032 ⁽²⁾
III.47	Budowa połączenia HVDC północ-południe	Budowa połączenia prądu stałego służącego do przesyłania energii elektrycznej z północy kraju na południe kraju w rejon Górnego Śląska	2023	2033
III.48	Budowa stacji AC/DC Północ wraz z powiązaniem z KSE	Budowa stacji konwertorowej (AC/DC) służącej do przesyłania energii elektrycznej z północy kraju na południe kraju w rejon Górnego Śląska	2027	2033
III.49	Budowa stacji AC/DC Południe wraz z powiązaniem z KSE	Budowa stacji konwertorowej (AC/DC) służącej do przesyłania energii elektrycznej z północy kraju na południe kraju w rejon Górnego Śląska	2027	2033
III.50	Budowa linii 400 kV Byczyna - nacięcie linii Tucznawa-Skawina wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Byczyna	Stworzenie warunków do przesyłania energii elektrycznej przez połączenie prądu stałego północ – południe	2027	2034
III.51	Zakup i montaż urządzeń do gospodarki mocą bierną wspierających zarządzanie stabilnością KSE	Zwiększenie stabilności oraz poprawa zdolności regulacyjnych napięć w KSE	2027	2032
III.52	Rozbudowa stacji NN na potrzeby instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej (etap III)	Przystosowanie obiektów stacyjnych do instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej	2027	2032
III.53	Modernizacja populacji transformatorów - etap IX	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2025	2035
III.54	Likwidacja ograniczeń aparaturowych na wybranych liniach NN	Dostosowanie wybranych linii NN do ich przepustowości nominalnych poprzez usunięcie ograniczeń aparaturowych w stacjach elektroenergetycznych	2031	2032
III.55	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Poznania	2023	2027 ⁽²⁾
III.56	Budowa nowej stacji 400(220)/110 kV w rejonie Torunia z rozdzielnią 400 kV czasowo pracującą na napięciu 220 kV	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2023	2029 ⁽²⁾

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.57	Budowa linii 220 kV od stacji w rejonie Torunia do nacięcia linii 220 kV Grudziądz-Toruń	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2023	2027 ⁽²⁾
III.58	Modernizacja linii 220 kV Włocławek Azoty-Toruń Elana	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2023	2026 ⁽²⁾
III.59	Budowa linii 400 kV od stacji w rejonie Torunia do nacięcia linii 400 kV Grudziądz-Płock wraz z rozbudową rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji w rejonie Torunia	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2023	2029 ⁽²⁾
III.60	Budowa linii 400 kV od stacji w rejonie Torunia do nacięcia linii 400 kV Grudziądz-Jasiniec wraz z rozbudową rozdzielni 400 kV w stacji w rejonie Torunia	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Torunia	2023	2029 ⁽²⁾
III.61	Budowa rozdzielni 400 kV w nowej stacji w rejonie Stalowej Woli wraz z budową pola 220 kV dla transformatora 400/220 kV oraz wyposażeniem pól rozdzielni 110 kV dla transformatora 400/110 kV	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2024	2030 ⁽²⁾
III.62	Budowa linii 400 kV Kozienice-nowa stacja w rejonie Stalowej Woli	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2023	2030 ⁽²⁾
III.63	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220/110 kV Kozienice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2024	2030 ⁽²⁾
III.64	Budowa linii 220 kV od nowej stacji w rejonie Stalowej Woli do stacji Stalowa Wola	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2023	2030 ⁽²⁾
III.65	Budowa linii 400 kV Połaniec-nowa stacja w rejonie Stalowej Woli wraz z rozbudową stacji Połaniec i nowej stacji w rejonie Stalowej Woli	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Stalowej Woli	2023	2030 ⁽²⁾
III.66	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Opola wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurówice	Zasilanie terenu inwestycyjnego w rejonie Opola	2023	2027 ⁽²⁾
III.67	Budowa stacji 400/110 kV w rejonie CPK wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec (Stryków)-Oftarzew (zasilanie PT CPK)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2023	2028 ⁽⁶⁾
III.68	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Stryków dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Kołacin)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2025	2027 ⁽⁶⁾
III.69	Rozbudowa stacji 220/110 kV Pabianice dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Tarnówka)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁶⁾
III.70	Budowa stacji 400 kV w rejonie Złoczewa wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec/Trębaczew-Ostrów (zasilanie PT Chojno oraz PT Grzyb)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2024	2030 ⁽⁶⁾
III.71	Rozbudowa stacji 400/110 kV Ostrów dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Pleszew)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁶⁾
III.72	Rozbudowa stacji 400/110 kV Kromolice dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Środa Wlkp.)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁶⁾
III.73	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikurówice dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Oleśnica)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2027	2029 ⁽⁶⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.74	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Młodzieszyniek)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁶⁾
III.75	Rozbudowa stacji 400/110 kV Płock dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Siecień)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁶⁾
III.76	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Węgiersk)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁶⁾
III.77	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Skurgwy)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁶⁾
III.78	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Lisewo Malborskie)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁶⁾
III.79	Rozbudowa stacji 220/110 kV Mokre dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Siedliska)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁶⁾
III.80	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Żory)	Zasilanie obiektów stacyjnych wchodzących w skład projektu budowy Centralnego Portu Komunikacyjnego w ramach tzw. komponentu kolejowego	2033	2035 ⁽⁶⁾
III.81	Budowa linii 400 kV Świebodzice-Ząbkowice-Dobrzeń wraz z rozbudową stacji 220/110 kV Ząbkowice o rozdzielnię 400 kV	Przyłączenie i wyprowadzenie/doprowadzenie mocy z/do nowej elektrowni szczytowo - pompowej	2023	2029 ⁽⁷⁾
III.82	Budowa stacji 400/110 kV Jarosław wraz z wprowadzeniem linii Rzeszów-Chmielnicka przełączonej na napięcie 400 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa podkarpackiego, w tym terenów inwestycyjnych Inwestycja nie wyklucza przyszłej współpracy synchronicznej z systemem elektroenergetycznym Ukrainy, która może być przedmiotem ewentualnych uzgodnień z partnerem ukraińskim	2022	2026
III.83	Dostosowanie i przełączenie linii 750 kV do pracy na napięciu 400 kV na odcinku Rzeszów-Jarosław	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa podkarpackiego, w tym terenów inwestycyjnych	2022	2026
III.84	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Trójmiasta wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Gdańsk Przyjaźń	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2027	2033 ⁽⁸⁾
III.85	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta - nowa stacja w rejonie Konina	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2028	2036 ⁽⁸⁾
III.86	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Konina wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2028	2034 ⁽⁸⁾
III.87	Budowa nowej stacji 400/110 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) - etap I (rozdzielnia 110kV) oraz linii zasilającej z SE Żarnowiec	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej, w okresie przejściowym zasilanie placu budowy elektrowni jądrowej	2023	2027 ⁽⁸⁾
III.88	Budowa nowej stacji 400/110 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) - etap II (rozdzielnia 400kV)	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2027	2033 ⁽⁸⁾
III.89	Budowa dwóch linii 400 kV od nowej stacji na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nowej stacji w rejonie Trójmiasta	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2026	2033 ⁽⁸⁾

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
III.90	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta - nacięcie linii Grudziądz Węgrowo-Jasiniec	Wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej	2026	2033 ⁽⁸⁾
III.91	Modernizacja linii 400 kV Kozienice-Ostrowiec	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków pracy sieci przy wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Kozienice oraz w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa świętokrzyskiego	2028	2031
III.92	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2027	2032
III.93	Dostosowanie układów regulacji napięcia ARST w stacjach elektroenergetycznych w celu współpracy z układami regulacji FW lub instalacjami fotowoltaicznymi	Dostosowanie układów regulacji napięcia na stacjach PSE S.A. do współpracy z układami regulacji źródeł OZE	2027	2027
III.94	Budowa rezerwowego łącza światłowodowego pomiędzy ODM Bydgoszcz oraz stacją Bydgoszcz Zachód	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2027	2027
III.95	Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn-Dunowo w zakresie wymiany OPGW	Zapewnienie odpowiedniej przepustowości łącza światłowodowego	2027	2028
III.96	Modernizacja wybranych stacji elektroenergetycznych w zakresie bezprzewodowej łączności głosowej i rejestracji rozmów ruchowych	Zapewnienie rejestracji rozmów ruchowych prowadzonych pomiędzy Dyżurnymi za pomocą urządzeń łączności na wybranych obiektach	2027	2028
III.97	Uruchomienie węzła teletransmisyjnego w nowej lokalizacji RCPD	Zapewnienie ciągłości działania procesów PSE S.A. na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowych	2027	2027
III.98	Uruchomienie infrastruktury LAN/WAN w nowej lokalizacji RCPD	Zapewnienie ciągłości działania procesów PSE S.A. na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowych	2027	2027
III.99	Utworzenie Centrum Alarmowego SOT PSE S.A.	Centralizacja i ujednoczenie obsługi Systemów Ochrony Technicznej funkcjonujących na stacjach elektroenergetycznych oraz usprawnienie prowadzonych prac serwisowych i eksploatacyjnych na SOT	2027	2028
III.100	Budowa budynku biurowego D w Konstancinie-Jeziornie	Zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie stanowisk pracy związanych z funkcjonowaniem Spółki	2027	2031 ⁽⁹⁾
III.101	Budowa budynku BT-2 na terenie ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie stanowisk pracy związanych z funkcjonowaniem Spółki	2027	2030 ⁽⁹⁾

Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

*2 Inwestycje sieciowe PSE S.A., co do zasady, nie są dedykowane osiągnięciu pojedynczych celów, a tym samym nie powinny być indywidualnie przyporządkowywane jako dedykowane pojedynczym obiektom, czy podmiotom. Inwestycje te najczęściej wspierają wiele celów, takich jak:

- niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej,
- przyłączenie i wyprowadzenie mocy ze źródeł wytwórczych,
- likwidację ograniczeń w wykorzystaniu zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych,
- stworzenie warunków do pracy źródeł wytwórczych zgodnej z transakcjami handlowymi,
- uzyskanie szerszych możliwości prowadzenia prac eksploatacyjnych, remontowych i inwestycyjnych w obszarze północnym KSE.

Inwestycje sieciowe pozwalają na obsługiwanie potrzeb zarówno odbiorców jak i wytwórców, umożliwiając przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej w ramach handlu energią elektryczną oraz obowiązków operatorów systemów elektroenergetycznych. Infrastruktura, która powstanie w wyniku przedmiotowych inwestycji będzie wykorzystywana stosownie do bieżących uwarunkowań systemowych.

*3 *Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym*

Zastrzeżenia do dat realizacji zadań inwestycyjnych:

- (1) *Realizacja zadania w przedstawionym terminie związana jest z jednoczesną materializacją ryzyk: wyłączenia z eksploatacji elektrowni Turów oraz braku możliwości terminowego zakończenia zadania II.13.*
- (2) *Zasadność realizacji zadania i jego termin uzależnione są od powstania i rozwoju odbiorców energii na danym terenie inwestycyjnym.*
- (3) *Termin realizacji zadania uzależniony jest od faktu oraz harmonogramu fizycznej budowy: źródła wytwórczego, odbiorcy energii elektrycznej albo magazynu energii elektrycznej.*
- (4) *Zasadność realizacji zadania i jego termin związane są z wystąpieniem ryzyka braku wystarczających zasobów mocy w KSE o stabilnej charakterystyce pracy.*
- (5) *Harmonogram zadania uzależniony jest od tempa i zakresu wycofań oraz odtworzeń mocy wytwórczych na obszarze Górnego Śląska, a także od tempa i zakresu przyrostu mocy wytwórczych w północnej części KSE.*
- (6) *Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy infrastruktury CPK.*
- (7) *Zasadność realizacji zadania i jego harmonogram uzależnione są od budowy elektrowni szczytowo – pompowej w rejonie Kotliny Kłodzkiej.*
- (8) *Harmonogram realizacji zadania uzależniony jest od liczby bloków, ich mocy oraz harmonogramu budowy.*
- (9) *Zasadność realizacji zadania i jego termin uzależnione są od przyszłych potrzeb w zakresie liczby stanowisk pracy w PSE S.A.*

5.2 Realizowane zadania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej

Lp. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.1	Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową stacji 400 kV Stanisławów oraz stacji 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do stacji 400(220)/110 kV Wyszków	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej wschodniej części województwa mazowieckiego. Ponadto poprawa warunków wyprowadzenia mocy z Elektrowni Ostrołęka po uruchomieniu nowego bloku	2017	2024
II.2	Budowa stacji 400(220)/110 kV Wyszków	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej wschodniej części województwa mazowieckiego	2017	2023
II.3	Przełączenie toru linii 400 kV Ostrołęka-Wyszków-Stanisławów pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z wymianą transformatora 220/110 kV w stacji Wyszków na jednostkę 400/110 kV	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północno-wschodniej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej północnej i północno-wschodniej Polski	2021	2027
II.4	Rozbudowa stacji 220/110 kV Praga dla przyłączenia stacji 110 kV/SN Gołędzinów	Stworzenie warunków dla przyłączenia odbiorcy energii elektrycznej	2021	2024
II.5	Budowa linii 400 kV Kozienice-Miłosna	Zapewnienie wyprowadzenia pełnej mocy z Elektrowni Kozienice oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji warszawskiej	2017	2025
II.6	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Miłosna	Zapewnienie wyprowadzenia pełnej mocy z Elektrowni Kozienice oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji warszawskiej	2017	2027
II.7	Wymiana transformatora 400/110 kV wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 400/220/110 kV Miłosna	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji warszawskiej poprzez wymianę transformatora 400/110 kV na jednostkę większą	2021	2027
II.8	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Kozienice w zakresie rozdzielni 220 kV i 110 kV	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych rozdzielni 220 i 110 kV (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2020	2033
II.9	Modernizacja stacji 220/110 kV Żukowice	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej poprzez wymianę transformatorów 220/110 kV na jednostki większe	2016	2023
II.10	Budowa linii 400 kV Mikułowa-Czarna	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z nowego bloku w Elektrowni Turów oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Ponadto stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w południowo – zachodniej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego	2015	2023
II.11	Budowa linii 400 kV Czarna-Pasikurówice	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z nowego bloku w Elektrowni Turów oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Ponadto stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w południowo – zachodniej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców na obszarze województwa dolnośląskiego	2015	2024
II.12	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pasikurówice w związku z wprowadzeniem linii 400 kV i wymianą transformatora 400/110 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Wrocławia i jego aglomeracji poprzez wymianę transformatora 400/110 kV na jednostkę większą oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2017	2024

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.13	Budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową stacji 400/220/110 kV Świebodzice i stacji 400/220/110 kV Mikułowa	Poprawa warunków pracy sieci przy wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Turów oraz w przypadku wyłączenia elektrowni z eksploatacji, a także likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Ponadto stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w południowo – zachodniej części kraju	2017	2025
II.14	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa-Leśniów	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków pracy sieci przy wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Turów oraz w przypadku wyłączenia elektrowni z eksploatacji, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w południowo – zachodniej części kraju	2020	2027
II.15	Modernizacja linii 220 kV Świebodzice-Ząbkowice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na terenie Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej w Radzikowicach oraz likwidacja ograniczeń przesyłowych przy przesyłaniu energii elektrycznej w zachodniej części KSE, szczególnie przy zwiększonej wymianie transgranicznej w kierunku importu lub tranzytu mocy	2020	2027
II.16	Przebudowa linii 400 kV Pasikowice-Dobrzeń-Trębaczew-Joachimów			
II.16.1	Budowa linii 400 kV relacji Dobrzeń - nacięcie linii Pasikowice-Ostrów	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska	2019	2028
II.16.2	Budowa linii 400 kV relacji Trębaczew - nacięcie linii Joachimów (Rokitnica)-Wielopole	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska	2019	2028
II.16.3	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Rokitnica	Likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz poprawa warunków przesyłania energii elektrycznej na południe kraju w związku z planowanymi wyłączeniami bloków energetycznych na obszarze Górnego Śląska. Poprawa pewności zasilania obszaru Górnego Śląska poprzez wymianę transformatorów 400/110 kV na jednostki większe	2019	2027
II.17	Wymiana 4 słupów linii 400 kV Joachimów-Trębaczew	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych linii (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2018	2026
II.18	Modernizacja stacji 220/110 kV Boguszów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2020	2027
II.19	Budowa stacji 220/110 kV Żagań wraz z wprowadzeniem linii 220 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województwa lubuskiego	2019	2026
II.20	Modernizacja stacji 220/110 kV Leszno Gronowo - etap II	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także stworzenie warunków na przyłączenia źródła odnawialnego	2021	2027

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.21	Podwieszenie drugiego toru 400 kV na linii Ostrów-Kromolice wraz z rozbudową stacji 400/110 kV Ostrów i stacji 400/110 kV Kromolice	Wyprowadzenie mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego	2017	2024
II.22	Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik	Wyprowadzenie mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województw: zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego	2015	2023
II.23	Budowa stacji 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów	Wyprowadzenie mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców województwa lubuskiego	2016	2026
II.24	Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska	Wyprowadzenie mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województw: zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego	2017	2024
II.25	Budowa linii 400 kV Krajnik-Baczyna na przedpolu stacji Baczyna	Wyprowadzenie mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województw: zachodniopomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego	2020	2024
II.26	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Plewiska	Wyprowadzenie mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego	2017	2024
II.27	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Plewiska w zakresie rozdzielni 110 kV	Likwidacja zagrożeń przekroczenia prądów zwarciovych w rozdzielni 110 kV (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2020	2023
II.28	Modernizacja linii 400 kV: Krajnik-Morzyczyn, Morzyczyn-Dunowo oraz Krajnik-Baczyna na odcinku wykorzystującym istniejącą linię 400 kV Krajnik-Plewiska	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu zapewnienia wyprowadzenia mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju	2018	2023

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.29	Modernizacja linii 220 kV Krajnik-Gorzów na odcinku Baczyna-Gorzów	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu zapewnienia wyprowadzenia mocy z nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra oraz w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, a także stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północno – zachodniej części kraju	2019	2024
II.30	Rozbudowa stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia dwóch bloków gazowo-parowych Elektrowni Dolna Odra	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z jednostek wytwórczych. Przyłączenie nowych bloków w Elektrowni Dolna Odra	2020	2024
II.31	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w stacji 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Banie 2	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z farmy fotowoltaicznej	2021	2026
II.32	Modernizacja stacji 400/220/110 kV Morzyczyn	Zapewnienie szybkich czasów eliminacji zwarć poprzez zastosowanie dwóch kompletów zabezpieczenia szyn zbiorczych oraz LRW w rozdzielni 400 kV, a także dostosowanie systemu SOT do wymagań przepisów dotyczących ochrony obiektów zakwalifikowanych do infrastruktury krytycznej	2020	2024
II.33	Rozbudowa stacji 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej oraz przełączeniem toru linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Gdańsk I i Piła Krzewina-Żydowo Kierzkowo na napięcie 400 kV	Stworzenie warunków do wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa pomorskiego i zachodniopomorskiego poprzez uruchomienie drugiego transformatora 400/110 kV, a także instalacja urządzeń do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej w północnej części KSE, szczególnie w okresie niskiego zapotrzebowania na moc i niskiej pracy źródeł odnawialnych	2021	2027
II.34	Dostosowanie stacji 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z wprowadzeniem linii 220 kV ze stacji Piła Krzewina i stacji Dunowo	Zmiana układu pracy sieci przesyłowej w północnej części kraju po wyłączeniu z eksploatacji rozdzielni 220 kV w stacji Żydowo	2018	2024
II.35	Rozbudowa stacji 400 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej	Stworzenie warunków do wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej aglomeracji trójmiejskiej poprzez uruchomienie nowego transformatora 400/110 kV, a także instalacja urządzeń do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej w północnej części KSE, szczególnie w okresie niskiego zapotrzebowania na moc i niskiej pracy źródeł odnawialnych. Ponadto stworzenie warunków do przyłączenia nowych linii 110 kV w stacji Gdańsk I	2021	2026
II.36	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Pątnów wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	Stworzenie warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego	2016	2023
II.37	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Żarnowiec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną i stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju	2021	2026
II.38	Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec z budową odcinka linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Słupsk-Żarnowiec /poprzednia nazwa: Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec/	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu stworzenia warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz w celu stworzenia warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa pomorskiego	2018	2026
II.39	Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu stworzenia warunków dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2018	2026
II.40	Przebudowa linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki na dwutorową linię 400 kV	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2018	2028

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.41	Rozbudowa stacji 400/110 kV Gdańsk Błonia wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz stworzenie warunków dla przyłączenia nowej jednostki wytwórczej, a także instalacja urządzeń do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej w północnej części KSE, szczególnie w okresie niskiego zapotrzebowania na moc i niskiej pracy źródeł odnawialnych	2021	2029
II.42	Budowa stacji 400 kV Choczewo	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2026
II.43	Budowa linii 400 kV Choczewo - nacięcie linii Gdańsk Błonia-Grudziądz Węgrowo	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2029
II.44	Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Choczewo	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2027
II.45	Przebudowa linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2026
II.46	Budowa linii 220 kV Olsztyn Mątki-Olsztyn I wraz z przetężeniem toru linii 400 kV Olsztyn Mątki-Olsztyn I-Ostrołęka pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2021	2030
II.47	Modernizacja linii 220 kV Janów-Rogowiec, Rogowiec-Piotrków	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów oraz poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Łodzi i jej aglomeracji	2017	2027
II.48	Modernizacja linii 220 kV Rogowiec-Pabianice	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów oraz poprawy pewności zasilania Łodzi i jej aglomeracji	2017	2024
II.49	Modernizacja linii 220 kV Janów-Zgierz-Adamów - etap II	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu poprawy warunków wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów oraz poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Łodzi i jej aglomeracji	2017	2024
II.50	Wymiana przewodu odgromowego OPGW na liniach 220 kV: Puławy-Abramowice, Koźnice-Puławy, Rożki-Puławy	Wymiana istniejących przewodów OPGW w celu poprawy niezawodności infrastruktury teletechnicznej i łączności	2018	2023
II.51	Modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap II (pakiet III)	Wymiana istniejących przewodów OPGW w celu poprawy niezawodności infrastruktury teletechnicznej i łączności	2018	2024
II.52	Budowa linii 220 kV Pomorzany - nacięcie linii Krajnik-Glinki	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Szczecina i jego aglomeracji	2014	2026
II.53	Rozbudowa stacji 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Szczecina i jego aglomeracji	2014	2026
II.54	Przebudowa linii 220 kV Krajnik-Glinki	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Szczecina i jego aglomeracji	2015	2026
II.55	Budowa systemu monitorowania pracy systemu elektroenergetycznego typu WAMS	Instalacja układów do monitorowania i oceny parametrów systemowych w stanach normalnej i zakłóceńowej pracy KSE z wykorzystaniem technologii synchronizacji	2017	2023
II.56	Wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Olsztyn I	Likwidacja zagrożeń awaryjnych wyłączeń transformatorów o przestarzałej konstrukcji i złym stanie technicznym	2017	2025
II.57	Rozbudowa stacji 400/110 kV Pelplin wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej	Instalacja urządzeń do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej w północnej części KSE, szczególnie w okresie niskiego zapotrzebowania na moc i niskiej pracy źródeł odnawialnych	2021	2023
II.58	Modernizacja stacji 220/110 kV Toruń Elana	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2018	2027

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.59	Rozbudowa stacji 220/110 kV Sochaczew	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców poprzez budowę drugiego transformatora 220/110 kV	2018	2024
II.60	Modernizacja stacji 220/110 kV Zamość	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2018	2027
II.61	Rozbudowa i modernizacja stacji 750/400/110 kV Rzeszów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także instalacja dławika do kompensacji mocy biernej w celu regulacji napięć w sieci przesyłowej we wschodniej części KSE	2017	2025
II.62	Budowa linii 400 kV Chełm-Lublin Systemowa	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej wschodniej części województwa lubelskiego oraz poprawa warunków wyprowadzenia mocy z nowego bloku w lokalizacji łączna	2016	2023
II.63	Rozbudowa stacji 220/110 kV Chełm	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej wschodniej części województwa lubelskiego oraz poprawa warunków wyprowadzenia mocy z nowego bloku w lokalizacji łączna	2017	2023
II.64	Rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej wschodniej części województwa lubelskiego oraz poprawa warunków wyprowadzenia mocy z nowego bloku w lokalizacji łączna	2017	2025
II.65	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Radkowice	Likwidacja zagrożeń awaryjnego wyłączenia transformatora o przestarzałej konstrukcji i złym stanie technicznym	2017	2023
II.66	Modernizacja stacji 220/110 kV Rożki	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Radomia poprzez wymianę transformatorów 220/110 kV na większe jednostki	2018	2026
II.67	Dostosowanie obiektów i urządzeń do wymogów Rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER)	Dostosowanie stacji elektroenergetycznych do utrzymania pracy urządzeń i systemów przez okres co najmniej 24 godzin w przypadku utraty podstawowego zasilania w energię elektryczną w związku z rozporządzeniem Komisji UE 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych	2019	2027
II.68	Budowa stacji 400/220/110 kV Stryków wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec-Płock/Ołtarzew i linii 220 kV Janów-Ołtarzew	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej centralnej Polski (w tym, w przyszłości, Centralnego Portu Komunikacyjnego)	2021	2029
II.69	Budowa linii 400 kV Stryków - nacięcie linii Pątnów-Jasiniec	Wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej centralnej Polski (w tym, w przyszłości, Centralnego Portu Komunikacyjnego)	2021	2029
II.70	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców województwa śląskiego poprzez budowę drugiego transformatora 400/110 kV i drugiego transformatora 400/220 kV	2021	2035
II.71	Modernizacja stacji 220/110 kV Konin	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2015	2026
II.72	Modernizacja stacji 220/110 kV Adamów	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także stworzenie warunków dla przyłączenia wytwórców, odbiorców i magazynu energii elektrycznej i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa wielkopolskiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2021	2027

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.73	Modernizacja stacji 400/220 kV Rogowiec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa warunków wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów, i poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Łodzi i jej aglomeracji	2018	2025
II.74	Rozbudowa i modernizacja stacji 400/110 kV Tuczawa	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego poprzez budowę trzeciego transformatora 400/110 kV	2021	2028
II.75	Modernizacja stacji 220/110 kV Wrzosowa	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej Częstochowy i jej aglomeracji poprzez wymianę transformatorów 220/110 kV na jednostki większe	2021	2026
II.76	Modernizacja stacji 220/110 kV Kędzierzyn	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa opolskiego i śląskiego poprzez instalację drugiego transformatora 220/110 kV	2021	2027
II.77	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w stacji 220/110 kV Siersza	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa śląskiego i małopolskiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2021	2025
II.78	Modernizacja linii 400 kV Krosno Iskrzynia-Lemešany	Dostosowanie parametrów linii do warunków atmosferycznych powodujących przekroczenie dopuszczalnych obciążeń w wyniku powstawania sadzi katastralnej oraz wymiana przewodu OPGW	2018	2025
II.79	Budowa linii 220 kV Nysa – nacięcie Ząbkowice-Groszowice wraz z budową stacji 220/110 kV Nysa	Zapewnienie warunków zasilania odbiorców energii elektrycznej na terenie Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej w Radzikowicach	2018	2024
II.80	Budowa linii 220 kV Podborze – nacięcie Kopanina-Liskovec, Podborze – nacięcie Bujaków-Liskovec, Podborze – nacięcie Bieruń-Komorowice, Podborze – nacięcie Czeczott-Moszczenica i linii 400 kV Podborze – nacięcie Nosovice-Wielopole, Podborze – nacięcie Dobrzeń-Albrechtice wraz z budową stacji 400/220/110 kV Podborze	Poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województwa śląskiego oraz likwidacja ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2020	2028
II.81	Modernizacja stacji 400/220/110/15 kV Połaniec	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej województwa świętokrzyskiego i podkarpackiego poprzez wymianę transformatora 220/110 kV na jednostkę większą	2021	2028
II.82	Modernizacja stacji 400/110 kV Krosno Iskrzynia	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także umożliwienie przyłączenia nowych linii 110 kV do rozdzielni 110 kV	2020	2027
II.83	Modernizacja linii 400 kV Rzeszów-Krosno Iskrzynia	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej	2019	2026
II.84	Modernizacja linii 220 kV Jamki-Łągisza	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu likwidacji ograniczeń strukturalnych dla wymiany transgranicznej w związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/943 z 5 czerwca 2019 roku w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej oraz zapewnienia wyprowadzenia mocy z Elektrowni Łągisza	2019	2026
II.85	Przebudowa linii 220 kV Byczyna-Poręba, Poręba-Czeczott wraz z modernizacją stacji 220/110 kV Poręba	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji Poręba (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), a także likwidacja zagrożeń dla linii 220 kV Poręba-Byczyna/Czeczott związanych z lokalizacją linii w rejonie rzeki Soła	2020	2025

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.86	Modernizacja stacji 220/110 kV Halemba	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.)	2013	2026
II.87	Rozbudowa systemu monitorowania jakości energii elektrycznej	Dotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej w związku z obowiązkami wynikającymi z rozporządzenia systemowego, rozporządzenia taryfowego oraz IRIESP	2019	2024
II.88	Modernizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych JWCD oraz potrzeb ogólnych elektrowni	Dostosowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych do obowiązujących standardów technicznych PSE S.A.	2021	2025
II.89	Dostosowanie infrastruktury stacji do instalacji transformatorów	Stworzenie warunków technicznych w wybranych stacjach dla instalacji nowych jednostek transformatorowych	2020	2028
II.90	Budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną	2019	2026
II.91	Modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk	Poprawa stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych stacji (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.), w tym modernizacja systemu sterowania i zabezpieczeń MACH2 do najnowszej wersji	2019	2026
II.92	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej w stacjach: Narew, Olsztyn Mątki, Ostrów, Rzeszów, Siedlce Ujrzanów, Tarnów	Zwiększenie stabilności napięciowej oraz poprawa zdolności regulacyjnych napięć w KSE	2014	2023
II.93	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej - etap II	Zwiększenie stabilności napięciowej oraz poprawa zdolności regulacyjnych napięć w KSE	2021	2027
II.94	Modernizacja populacji transformatorów - etap V	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2013	2024
II.95	Modernizacja populacji transformatorów - etap VI	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2016	2026
II.96	Modernizacja populacji transformatorów - etap VII	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2017	2027
II.97	Modernizacja populacji transformatorów - etap VIII	Instalacja nowych lub wymiana istniejących jednostek transformatorowych w celu poprawy pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej oraz stworzenia warunków dla przyłączenia nowych podmiotów do sieci przesyłowej	2020	2031
II.98	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w stacji 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Koszalina	2015	2026
II.99	Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Piła Krzewina	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej na obszarze województw: pomorskiego i zachodniopomorskiego	2018	2026
II.100	Rozbudowa i modernizacja stacji Piła Krzewina	Stworzenie warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej w rejonie Piły	2018	2026
II.101	Przełączenie toru linii 400 kV Piła Krzewina-Plewiska pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem stacji Piła Krzewina	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej północnej Polski	2021	2027
II.102	Przełączenie linii 220 kV Piła Krzewina-Bydgoszcz Zachód-Jasinięc-Grudziądz Węgrowo na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem stacji Bydgoszcz Zachód do pracy na napięciu 400 kV	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej północnej Polski.	2021	2026

L.p. *1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego *2	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *3
II.103	Rozbudowa stacji 400/220/110 kV Jasiniec wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV i urządzeń do kompensacji mocy biernej oraz utworzeniem relacji liniowej 220 kV Grudziądz Węgrowo-Bydgoszcz Zachód	Stworzenie warunków dla wyprowadzenia mocy z morskiej energetyki wiatrowej oraz dla innych źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawa pewności zasilania odbiorców energii elektrycznej obszaru Bydgoszczy i jej aglomeracji	2021	2026
II.104	Modernizacja linii 400 kV Dunowo-Słupsk	Zwiększenie dopuszczalnej obciążalności prądowej linii w celu stworzenia warunków dla synchronizacji krajów bałtyckich z Europą kontynentalną oraz w celu stworzenia warunków dla wyprowadzenia mocy ze źródeł odnawialnych w północnej części kraju, a także poprawy pewności zasilania odbiorców na obszarze województw: pomorskiego i zachodniopomorskiego.	2018	2026
II.105	Budowa stacji 400 kV Krzemienica z wprowadzeniem linii 400 kV Dunowo-Słupsk i linii 400 kV Słupsk-Żydowo Kierzkowo	Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z morskiej energetyki wiatrowej	2019	2029

Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

*2 Inwestycje sieciowe PSE S.A., co do zasady, nie są dedykowane osiągnięciu pojedynczych celów, a tym samym nie powinny być indywidualnie przyporządkowywane jako dedykowane pojedynczym obiektom, czy podmiotom.

Inwestycje te najczęściej wspierają wiele celów, takich jak:

- niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej,
- przyłączenie i wyprowadzenie mocy ze źródeł wytwórczych,
- likwidację ograniczeń w wykorzystaniu zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych,
- stworzenie warunków do pracy źródeł wytwórczych zgodnej z transakcjami handlowymi,
- uzyskanie szerszych możliwości prowadzenia prac eksploatacyjnych, remontowych i inwestycyjnych w obszarze północnym KSE.

Inwestycje sieciowe pozwalają na obsługiwanie potrzeb zarówno odbiorców jak i wytwórców, umożliwiając przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej w ramach handlu energią elektryczną oraz obowiązków operatorów systemów elektroenergetycznych. Infrastruktura, która powstanie w wyniku przedmiotowych inwestycji będzie wykorzystywana stosownie do bieżących uwarunkowań systemowych.

*3 Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym

5.3 Zadania inwestycyjne w zakresie teleinformatyki

Lp.*1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.1	Opracowanie i wdrożenie narzędzi informatycznych wspierających bilansowanie handlowo-techniczne	Wdrożenie regulacji prawnych o zasięgu europejskim i krajowym poprzez zbudowanie i wdrożenie szeregu narzędzi informatycznych wspierających obszar zarządzania pracą KSE, w tym w szczególności obszar bilansowania handlowo – technicznego	Zadanie stałe	Zadanie stałe
I.2	Budowa systemu informatycznego obsługi mechanizmów zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego opartych na pełnym modelu sieci	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (SOGL) poprzez wdrożenie oprogramowania NMMS (Network Model Management System) przeznaczonego do scentralizowanego tworzenia i zarządzania modelami sieci obejmującymi średnio i długoterminowy horyzont planowania pracy sieci (do 5 lat naprzód)	2015	2027
I.3	Aktualizacja (upgrade) oprogramowania podsystemów SCADA oraz EMS Systemu DYSTER	Wyposażenie służb dyspozytorskich Operatora Systemu Przesyłowego w narzędzie informatyczne zapewniające efektywne i niezawodne wykonywanie zadań w obszarze prowadzenia ruchu KSE w ramach jednego, scentralizowanego systemu SCADA, wyposażonego w narzędzia obliczeniowe EMS oraz interfejsy umożliwiające spełnienie wymagań w zakresie interoperacyjności z innymi systemami w PSE S.A.	2017	2024
I.4	Modernizacja systemów dyspozytorskich	Dostosowanie obecnie użytkowanych aplikacji do nowych lub zmieniających się procesów związanych z paneuropejską wymianą modeli w ramach procedur CGMES, D2CF, DACF, IDCF wspierających krótkookresowe planowanie pracy KSE	Zadanie stałe	Zadanie stałe
I.5	Instalacja systemu monitorowania obciążalności linii	Wdrożenie systemu SMOL w celu umożliwienia wyznaczania dopuszczalnej obciążalności prądowej linii wynikającej z panujących aktualnie i prognozowanych warunków pogodowych oraz z aktualnej odległości przewodów fazowych od ziemi lub od obiektu krzyżowanego	2017	2026
I.6	Zakup oprogramowania i licencji producentów oprogramowania	Wyposażenie pracowników Spółki w odpowiednie oprogramowanie informatyczne niezbędne do wykonywania pracy w zakresie działalności OSP	Zadanie stałe	Zadanie stałe
I.7	Program Transformacji Systemów SAP			
I.7.1	Wdrożenie funkcjonalności SAP RE-FX	Wdrożenie funkcjonalności wspierających zarządzanie pełnym cyklem życia nieruchomości	2022	2025
I.7.2	Transformacja systemu SAP do S/4HANA	Usprawnienie procesów księgowo – finansowych	2021	2025
I.8	Rozwój systemów SAP			
I.8.1	Rozwój systemu SAP w obszarze finansowo – księgowym i logistycznym	Optymalizacja kosztowa i organizacyjna w obszarze finansowo – księgowym i logistycznym	2021	2024
I.8.2	Rozwój funkcjonalności opartych o rozwiązania chmurowe SAP SuccessFactors	Optymalizacja kosztowa i organizacyjna w obszarze zarządzania celami Spółki	2021	2025
I.9	Zakup i wdrożenie systemów wspomagania zarządzania przedsiębiorstwem (Elektroniczny Obieg Dokumentów, Workflow, Analityczno-Decyzyjne, itp.)			
I.9.1	Rozwój funkcjonalności systemu Asset Management	Dostosowanie systemu do zmian w jego otoczeniu biznesowo-technicznym	Zadanie stałe	Zadanie stałe
I.9.2	Aktualizacja Systemu Informacji Przestrzennej (SIP)	Dostosowanie systemu do współpracy z aplikacjami mobilnymi klasy WFM (Workforce Management) oraz zapewnienie zgodności z metodyką prowadzenia inwestycji BIM	2021	2024
I.9.3	Wdrożenie aplikacji mobilnych klasy WFM (Workforce Management)	Wdrożenie aplikacji mobilnych w celu wsparcia pracy służb eksploatacyjnych w terenie	2020	2025
I.9.4	Rozwój funkcjonalności Systemu Obsługi Spraw	Podniesienie efektywności procesów realizowanych w PSE S.A. poprzez wdrożenie elektronicznego systemu zarządzania obiegami spraw w Systemie Obsługi Spraw	2017	2027

Lp.*1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.9.5	ZRiP - narzędzie do zarządzania roszczeniami i prawami	Wdrożenie narzędzia do obsługi roszczeń i spraw sądowych w obszarze eksploatacji majątku sieciowego	2021	2023
I.9.6	Rozwój funkcjonalności Microsoft Project Server (PPM)	Dostosowanie funkcjonalności Microsoft Project Server do bieżących potrzeb w celu podniesienia efektywności realizacji projektów w PSE S.A.	2019	2023
I.9.7	Rozwój funkcjonalności platformy aplikacji WEB	Dostosowanie funkcjonalności aplikacji w celu automatyzacji i wsparcia procesów realizowanych w Spółce	2019	2024
I.9.8	Rozwój metod i narzędzi wspomagających zarządzanie architekturą systemów IT w GK PSE S.A.	Integracja domen architektury korporacyjnej (domeny biznesowej, danych, aplikacji i systemów oraz technicznej) w ramach jednego repozytorium centralnego wraz z określeniem zasad jego budowy i zarządzania	2021	2023
I.10	Rozwój systemu WindEx	Dostosowanie Systemu WindEx do zmian wynikających z segmentacji sieci teleinformatycznych IT/OT w celu zminimalizowania zagrożeń cyberatakami na KSE	2022	2024
I.11	Platforma sprzętowa systemów informatycznych PSE S.A.	Modernizacja lub rozbudowa istniejących systemów IT w Spółce w celu zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy systemów krytycznych, kluczowych oraz usług i systemów wspierających działalność PSE S.A.	Zadanie stałe	Zadanie stałe
I.12	Modernizacja systemów łączności	Dostosowanie systemów łączności dyspozytorskiej do wymagań rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (NCER)	2017	2024
I.13	Modernizacja systemu telezabezpieczeń na liniach elektroenergetycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń telezabezpieczeń	2018	2024
I.14	Modernizacja systemów zasilania urządzeń teleinformatycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń teleinformatycznych	2017	2026
I.15	Modernizacja systemów klimatyzacji w stacjach elektroenergetycznych	Wymiana wyeksploatowanych urządzeń wchodzących w skład systemów klimatyzacji w stacjach elektroenergetycznych	2017	2026
I.16	Wdrożenie systemu monitorowania urządzeń teleinformatyki WinCN2	Wdrożenie systemu nadzoru urządzeń infrastruktury teleinformatycznej	2020	2023
I.17	Modernizacja dróg łączności w zakresie układów pomiarowych	Zapewnienie stabilnej pracy systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych energii elektrycznej (SZOP)	2019	2025
I.18	Budowa linii światłowodowych (podstawowej i rezerwowej) w relacji CPD – RCPD	Zapewnienie łączności teletransmisyjnej i telekomunikacyjnej na wysokim poziomie niezawodności i dostępności dla Rezerwowego Centrum Przetwarzania Danych (w skrócie RCPD) oraz dla modernizowanej SE Miłosna	2019	2025
I.19	Wyposażenie ICT nowej siedziby i rezerwowych punktów w Radomiu	Zapewnienie wyposażenia w urządzenia informatyczne i telekomunikacyjne nowobudowanego budynku biurowo-technologicznego w Radomiu przeznaczonego na potrzeby ZKO Radom, ODM Radom, RCN Radom, rCPD, RPD KDM, rRCN, rCZST, rSOC i innych rezerwowych punktów operacyjnych	2023	2025
I.20	Budowa platformy kontenerowej (SPC)	Wznowienie subskrypcji licencji platformy kontenerowej na potrzeby ZRIT (Zintegrowane Rozwiązanie IT)	2020	2026
I.21	Budowa systemu monitorowania infrastruktury teleinformatycznej IT/OT	Zapewnienie kompleksowego monitorowania wszystkich obszarów w infrastrukturze celem podniesienia jakości świadczonych usług	2021	2025
I.22	Systemy w zakresie bezpieczeństwa IT			
I.22.1	Program Segmentacji Sieci – zaprojektowanie rozwiązania, nadzór autorski oraz zarządzanie Programem	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2019	2023
I.22.2	Program Segmentacji Sieci - separacja sieci komputerowych poszczególnych stref OT, IT oraz zewnętrznych podmiotów	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2020	2023

Lp.*1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.22.3	Program Segmentacji Sieci – wdrożenie komponentów architektury bezpieczeństwa. Wdrożenie diody danych [SEG_DIODA]	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2021	2023
I.22.4	Program Segmentacji Sieci – wdrożenie komponentów architektury bezpieczeństwa [SEG_AD]	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2021	2023
I.22.5	Program Segmentacji Sieci – wdrożenie komponentów architektury bezpieczeństwa [SEG_IPA]	Mitygacja zagrożeń cyberbezpieczeństwa w ramach programu Segmentacji	2021	2023
I.22.6	Sandbox dla rozwiązań wymiany plików z Internetem	Utworzenie bezpiecznego środowiska pozwalającego na uruchamianie wszelkiego rodzaju nieznanymi aplikacji, podejrzanych plików wykonywalnych czy dokumentów pochodzących z niezauważanych źródeł w celu ochrony wewnętrznej infrastruktury organizacji przed wirusami/malware	2022	2023
I.22.7	PCN Out of Band	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (NCER) poprzez budowę sieci komunikacyjnej Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych tzw. OOB (Out of Band) niezależnej od sieci komunikacyjnej tzw. PCN (Physical Communication Network) na wypadek jej niedostępności	2021	2023
I.23	Modernizacja rdzenia sieci WAN PSE S.A.	Wymiana głównych routerów rdzenia sieci WAN w celu zapewnienia większej wydajności, segmentacji i dywersyfikacji usług.	2021	2023
I.24	Rozbudowa sieci DWDM	Zapewnienie możliwości zwiększenia przepustowości przesyłania danych pomiędzy centralą PSE S.A. a siedzibami ZKO i kluczowymi stacjami elektroenergetycznymi poprzez rozbudowę istniejącego systemu DWDM (system gęstego zwielokrotnienia falowego z ang. Dense Wavelength Division Multiplexing).	2022	2027
I.25	Budowa centralnego systemu informacji rynku energii CSIRE	Wdrożenie zapisów Ustawy Pe poprzez budowę rozwiązania informatycznego niezbędnego do realizacji przez PSE S.A. zadań Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE)	2018	2029
I.26	Budowa systemu pomiarowo-rozliczeniowego jakości energii elektrycznej SPRJEE	Wdrożenie systemu pomiarowo-rozliczeniowego jakości energii elektrycznej (SPRJEE) integrującego, przetwarzającego i udostępniającego dane pomiarowe niezbędne dla zapewnienia obsługi procesów wymiany informacji dotyczących jakości dostarczanej energii elektrycznej w CSIRE	2022	2026
I.27	Aktualizacja oprogramowania systemu monitorowania jakości energii elektrycznej PQ Secure	Aktualizacja oprogramowania systemu PQ Secure dla wypełnienia wymagań dotyczących standardów bezpieczeństwa IT oraz dla zapewnienia ciągłości wsparcia procesu biznesowego związanego z monitorowaniem jakości energii elektrycznej	2023	2025
I.28	Rozwój narzędzi wspierających proces zarządzania ryzykiem	Wsparcie działań związanych z podejmowaniem decyzji w zakresie zarządzania ryzykiem w funkcjonowaniu KSE i Spółki poprzez rozwój funkcjonalności narzędzi analitycznych i obliczeniowych	2019	2024
I.29	Budowa platformy wymiany energii bilansującej z rezerw mFRR (MARI)	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (EGBL) poprzez zbudowanie platformy, w ramach międzynarodowego projektu MARI, wspierającej działanie europejskiego rynku energii bilansującej w zakresie regulacji mFRR	2020	2026
I.30	Budowa platformy wymiany energii bilansującej z rezerw aFRR (PICASSO)	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (EGBL) poprzez zbudowanie platformy, w ramach międzynarodowego projektu PICASSO, wspierającej działanie europejskiego rynku energii bilansującej w zakresie regulacji aFRR	2020	2026
I.31	Budowa narzędzia IT do zarządzania zdolnościami przesyłowymi na potrzeby platform wymiany energii bilansującej (Capacity Management Module)	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (EGBL, SOGL) poprzez zbudowanie narzędzia informatycznego, w ramach międzynarodowego projektu MARI, odpowiedzialnego za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi (Capacity Management Module) na potrzeby platform wymiany energii bilansującej z rezerw RR, aFRR, mFRR i IN	2021	2027
I.32	Rozwój narzędzi informatycznych do monitorowania Rynku Bilansującego	Opracowanie i rozwój narzędzi informatycznych służących do monitorowania Rynku Bilansującego (RB) zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia REMIT	2022	2025

Lp.*1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
I.33	Opracowanie i wdrożenie systemu teleinformatycznego do monitorowania zabezpieczeń finansowych rozliczeń za energię elektryczną na Rynku Bilansującym	Wsparcie procesu monitorowania zabezpieczeń finansowych i rozliczeń za energię elektryczną na Rynku Bilansującym poprzez zbudowanie systemu teleinformatycznego służącego do kalkulacji i monitorowania zabezpieczeń na Rynku Bilansującym	2022	2023
I.34	Budowa systemu IT dla Rynku Mocy (STORM)	Wdrożenie zapisów ustawy o Rynku Mocy poprzez zbudowanie Systemu Teleinformatycznego Obsługi Rynku Mocy (STORM) wspierającego realizację procesów na rynku mocy dla zapewnienia wystarczalności generacji w horyzoncie średnio i długoterminowym.	2017	2026
I.35	Budowa narzędzia CORE CC Tool Package	Wdrożenie europejskich kodeksów sieciowych (CACM, FCA, SOGL) poprzez zbudowanie narzędzi do wyznaczania zdolności przesyłowych w regionie CORE	2021	2023
I.36	Rozbudowa systemu SPS o nowe funkcjonalności wspierające proces nierynkowej redukcji farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych	Wyposażenie systemu Special Protection Scheme (SPS) o dodatkowe funkcjonalności, które pozwolą na obsłużenie procesu nierynkowej redukcji farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych	2022	2023

Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

*2 Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym

5.4 Zadania inwestycyjne w zakresie budynków i budowl, zakupów gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zakupu obiektów sieciowych i regulowania stanu prawnego nieruchomości

Lp.*1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
Budynki i budowle				
IV.1	Budowa RCPD	Zapewnienie ciągłości działania procesów PSE S.A. na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowych w Podstawowym Centrum Przetwarzania Danych znajdującym się w siedzibie PSE S.A. w Konstancinie-Jeziorna	2016	2025
IV.2	Rozbudowa budynku technologicznego o pomieszczenia socjalno-bytowe w stacji 220/110 kV Klikowa	Zapewnienie warunków socjalno-bytowych dla pracowników zgodnie z wymogami BHP	2021	2023
IV.3	Modernizacja budynku nastawni w stacji 400/220/110 kV Łągisa	Poprawa stanu technicznego budynku oraz ograniczenie kosztów zużycia energii cieplnej	2022	2023
IV.4	Modernizacja budynku nastawni oraz budynku zaplecza technicznego w stacji 400/110 kV Dobrzeń	Poprawa stanu technicznego budynku oraz ograniczenie kosztów zużycia energii cieplnej	2022	2023
IV.5	Budowa budynków zaplecza socjalnego dla WTE Płock oraz WTE Janów	Zapewnienie zaplecza biurowego i socjalnego dla pracowników Wydziałów Terenowej Eksploatacji Janów i Płock zgodnie z wymogami BHP	2021	2023
IV.6	Budowa pawilonu garażowo-warsztatowego w stacji 220/110 kV Mory	Zapewnienie zaplecza gospodarczo-magazynowego umożliwiającego bezpieczne przechowywanie pojazdów i sprzętu wykorzystywanego przez pracowników WTE Mory	2022	2023
IV.7	Modernizacja obiektów budowlanych usytuowanych na zapleczu stacji 400/220/110 kV Kozienice	Poprawa stanu technicznego modernizowanych obiektów zgodnie z wymogami BHP	2022	2023
IV.8	Budowa nowej siedziby i zagospodarowanie nieruchomości PSE S.A. w Radomiu	Zaspokojenie obecnych i przyszłych potrzeb w zakresie stanowisk pracy związanych z funkcjonowaniem Spółki oraz spełnienie wymagań wynikających z Planu Ciągłości Działania i art.42 p. 3 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196	2017	2025
IV.9	Modernizacja systemu telewizji dozorowej (CCTV) oraz systemu kontroli dostępu w siedzibie PSE S.A.	Zapewnienie skutecznego nadzorowania zdarzeń zachodzących na terenie siedziby PSE S.A. w Konstancinie-Jeziornej	2013	2024
IV.10	Wymiana urządzeń zasilania bezprzerwowego UPS wraz z bateriami oraz modernizacją instalacji elektroenergetycznej w siedzibie PSE S.A.	Poprawa bezpieczeństwa zasilania obwodów technologicznych i biurowych w siedzibie PSE S.A. w Konstancinie-Jeziornej	2021	2023
IV.11	Wymiana windy towarowej w siedzibie PSE S.A.	Wymiana platformy podnośnikowej na dźwig towarowo-osobowy, co pozwoli rozbudować dotychczasową funkcję transportu ładunków o możliwość przejazdu osób niepełnosprawnych	2018	2024
IV.12	Wymiana agregatów skraplających do central wentylacyjnych w siedzibie PSE S.A.	Zwiększenie bezpieczeństwa zaopatrzenia w chłód sali dyspozytorskiej KDM, centrum zarządzania siecią teleinformatyczną i pomieszczeń przyległych	2021	2023
IV.13	Modernizacja instalacji wodociągowej w siedzibie PSE S.A.	Zwiększenie niezawodności dostaw wody oraz znaczne zmniejszenie awaryjności instalacji wodociągowej	2022	2024
IV.14	Montaż instalacji klimatyzacyjnej w pomieszczeniach teletechnicznych i technologicznych w siedzibie PSE S.A.	Zwiększenie bezpieczeństwa zaopatrzenia w chłód pomieszczeń węzłów telekomunikacyjnych/teletechnicznych i pomieszczeń technologicznych	2022	2024
IV.15	Wykonanie systemu nawadniającego na terenie siedziby PSE S.A.	Redukcja kosztów utrzymania terenów biologicznie aktywnych oraz optymalizacja systemu rozprowadzania wody	2021	2023

Lp.*1	Nazwa zadania inwestycyjnego	Podstawowy cel realizacji zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok zakończenia *2
IV.16	Zapewnienie redundancji krytycznych obiektów kubaturowych wraz z infrastrukturą	Zapewnienie szybkiego i dobrze skomunikowanego transportu pomiędzy KDM, ODM i punktami rezerwowymi umożliwiającego natychmiastową reakcję na zdarzenia w sieci przesyłowej	2021	2026
IV.17	Wymiana stolarki w budynku B1 ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa stanu technicznego budynku. Zapewnienie infrastruktury dla wszystkich ODM i KDM – w pełni funkcjonalne punkty podstawowej i rezerwowej dyspozycji mocy	2023	2023
IV.18	Termomodernizacja elewacji budynku B1 ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa stanu technicznego budynku	2023	2024
IV.19	Modernizacja pomieszczeń sanitarnych w budynku B1 ZKO PSE S.A. w Katowicach	Poprawa stanu technicznego pomieszczeń sanitarnych	2025	2026
IV.20	Modernizacja systemów SOT w ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy, Katowicach i Poznaniu	Wymiana wyeksploatowanych i awaryjnych elementów/systemów SOT niespełniających obowiązujących standardów oraz wymagań i norm	2020	2024
IV.21	Modernizacja parkingu dwupoziomowego na terenie ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy	Poprawa stanu technicznego parkingu	2021	2023
IV.22	Modernizacja elewacji, naświetli piwnicznych wraz z infrastrukturą odwodnienia deszczowego i instalacją odgromową w budynku głównym ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Poprawa efektywności energetycznej budynku głównego, osuszenie budynku, zatrzymanie procesu degradacji elewacji budynku	2020	2023
IV.23	Modernizacja budynku biurowego HWN, budynku ośrodka szkolenia oraz modernizacja pomieszczeń bufetu w budynku głównym na terenie ZKO PSE S.A. w Poznaniu	Generalna modernizacja budynków wynikająca ze złego stanu technicznego zgodnie z wytycznymi Audytu Energetycznego przeprowadzonego w 2021 r.	2021	2026
IV.24	Dostosowanie obiektów do wymogów Rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER) w ZKO PSE S.A. w Bydgoszczy, Katowicach i Poznaniu.	Kompleksowa modernizacja układów zasilania siedzib ZKO celem spełnienia wymogów rozporządzenia Komisji UE z dnia 24 listopada 2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego oraz dostosowanie układów zasilania siedzib ZKO do aktualnych standardów technicznych PSE S.A.	2019	2023
Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych				
V.1.1	ZGDI – obszar administracji i zakupów	Zapewnienie odpowiedniego sprzętu i urządzeń biurowych	Zadanie stałe	Zadanie stałe
V.1.2	Zakup śmigłowców oraz powiązanego osprzętu i akcesoriów	Samodzielne wykonywanie oblotów linii w trakcie wykonywania prac eksploatacyjnych i inwestycyjnych	2021	2023
V.2	ZGDI – obszar teleinformatyki	Zapewnienie odpowiedniego wyposażenia teleinformatycznego miejsc i stanowisk pracy	Zadanie stałe	Zadanie stałe
V.3	ZGDI – obszar eksploatacji sieci	Zwiększenie niezawodności pracy stacji NN poprzez bieżące instalowanie nowych urządzeń oraz wyeliminowanie potencjalnych zagrożeń dla środowiska naturalnego	Zadanie stałe	Zadanie stałe
Zakup obiektów sieciowych i regulowanie stanu prawnego nieruchomości				
VI.1	Regulowanie stanu prawnego nieruchomości na stacjach elektroenergetycznych	Uregulowanie stanu prawnego nieruchomości stacyjnych w odniesieniu do gruntów, na których posadowione są urządzenia, budynki i budowle PSE S.A.	Zadanie stałe	Zadanie stałe

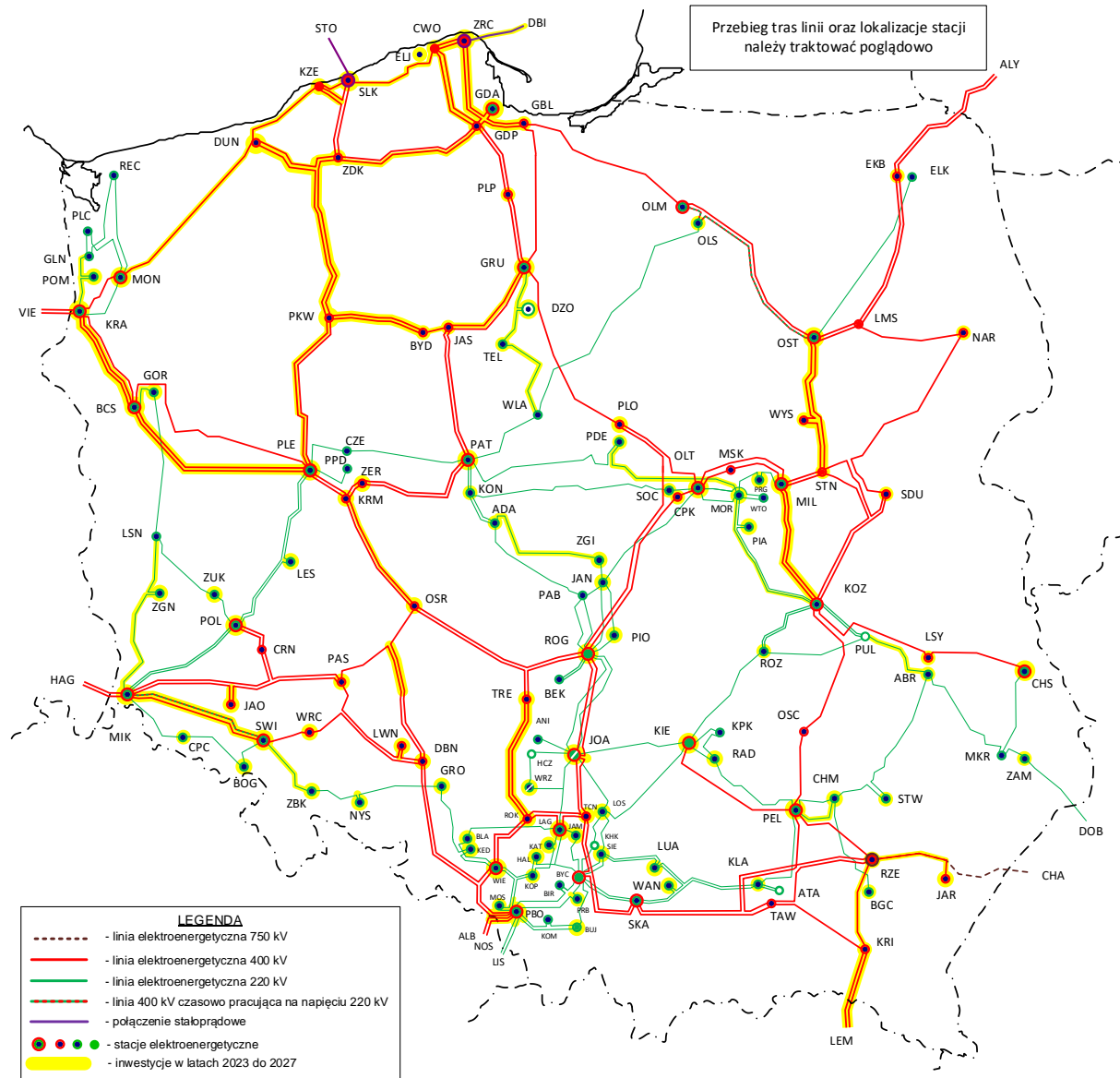
Objaśnienia do przypisów w wierszu górnym tabeli:

*1 Numeracja stosowana w PSE S.A. na potrzeby procesów wewnętrznych

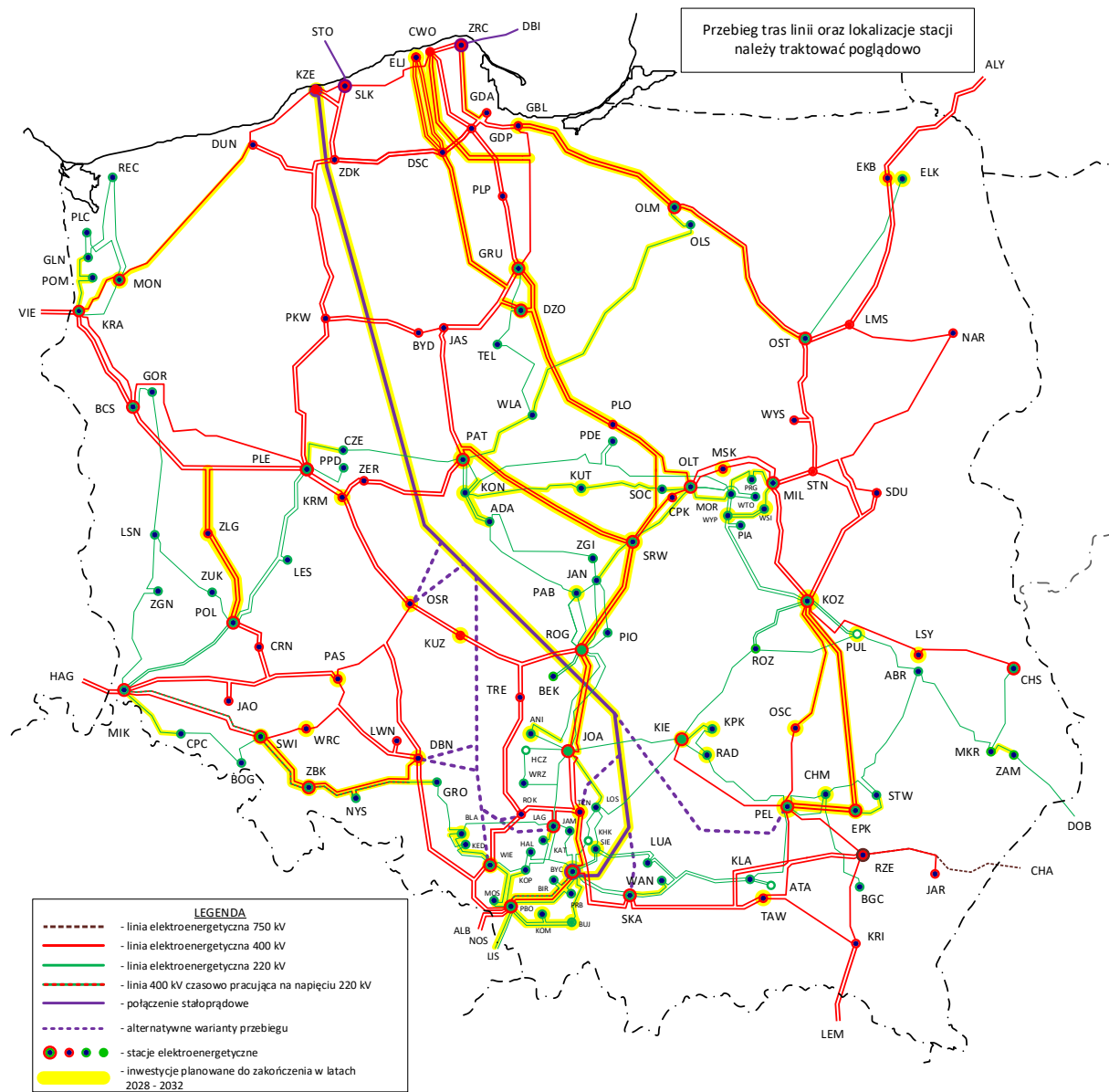
*2 Data zakończenia zadania zarówno pod względem technicznym jak i finansowym i formalnym

5.5 Wynik analiz rozwoju sieci przesyłowej – mapy planowanych inwestycji sieciowych

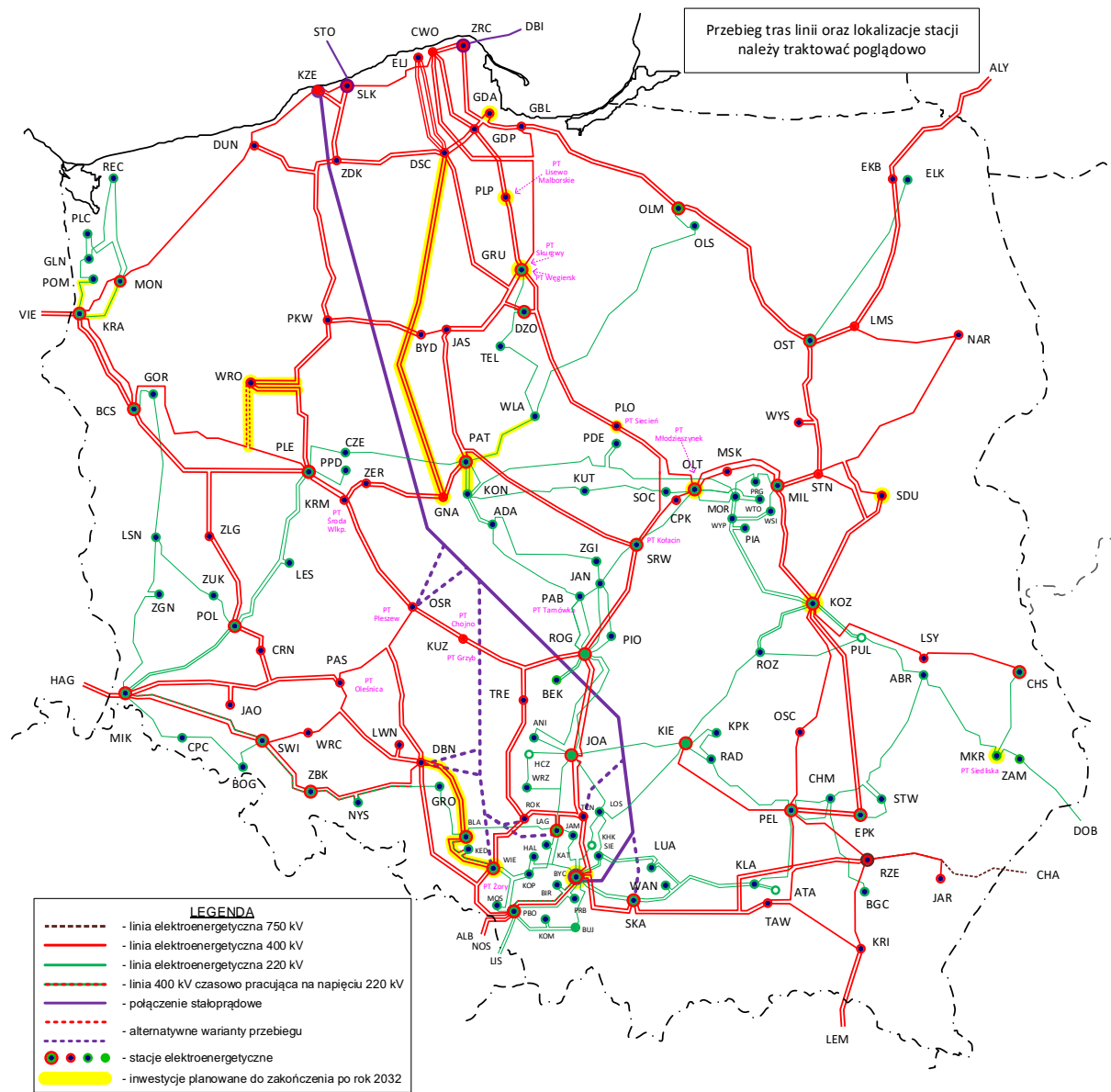
Rys. 5-1 Schemat sieci przesyłowej – inwestycje w latach 2023 – 2027



Rys. 5-2 Schemat sieci przesyłowej – inwestycje w latach 2028 – 2032



Rys. 5-3 Schemat sieci przesyłowej – inwestycje po roku 2032



5.6 Wynik analiz rozwoju sieci przesyłowej – efekty planowanych zadań inwestycyjnych

Tab. 5-1 Zestawienie efektów zadań inwestycyjnych na lata 2023-2032, po roku 2032 oraz w latach 2023-2036

Rodzaj efektu	2023-2032	Po roku 2032	2023-2036
Przyrost długości torów linii HVDC [km] z czego:	775	0	775
połączenie kablowe HVDC Polska-Litwa	175	0	175
połączenie napowietrzne HVDC północ-południe	600	0	600
Konwertery HVDC [szt.]	3	0	3
Przyrost długości torów linii 400 kV [km] z czego:	4 335	886	5 221
nowe linie	4 871	886	5 757
linie wyłączane z eksploatacji	536	0	536
Przyrost długości torów linii 220 kV [km] z czego:	-259	0	-259
nowe linie	233	0	233
linie wyłączane z eksploatacji	492	0	492
Długość torów modernizowanych linii 400 kV [km]	1 649	0	1 649
Długość torów modernizowanych linii 220 kV [km]	1 334	150	1 484
Przyrost zdolności transformacji 400/220 kV [MVA] z czego:	4 500	1 000	5 500
nowe transformatory	4 500	1 000	5 500
transformatory wyłączane z eksploatacji	0	0	0
Przyrost zdolności transformacji 400/110 kV [MVA] z czego:	19 440	2 100	21 540
nowe transformatory	22 440	2 100	24 540
transformatory wyłączane z eksploatacji	3 000	0	3 000
Przyrost zdolności transformacji 220/110 kV [MVA] z czego:	4 220	-205	4 015
nowe transformatory	11 430	275	11 705
transformatory wyłączane z eksploatacji	7 210	480	7 690
Przyrost zdolności transformacji 110/SN kV [MVA]:	80	0	80
Przyrost zdolności kompensacji mocy biernej [MVar] z czego:	2 100	0	2 100
nowe dławiki [MVar]	1 050	0	1 050
nowe kompensatory synchroniczne [MVar]	1 050	0	1 050
Nakłady ponoszone na realizację zadań * [mld zł] z czego:	32,3	3,4	35,7
Inwestycje sieciowe ujęte w PRSP 2021-2030 i kontynuowane w projekcie PRSP 2023-2032 **	13,8	0,3	14,1
Nowe inwestycje sieciowe wynikające z uwarunkowań systemowych	13,3	3,0	16,3
Teleinformatyka, budynki i budowle, zakup gotowych dóbr inwestycyjnych	1,3	0	1,3
Zasilanie podstacji kolei dużych prędkości w ramach budowy CPK	0,3	0,1	0,4
Zasilanie nowych odbiorców w Specjalnych Strefach Ekonomicznych	1,9	0	1,9
Interwencyjne zasoby mocy	1,3	0	1,3
Synchroniczne urządzenia do kompensacji mocy biernej ***	0,4	0	0,4

* W odniesieniu do zadań ujętych w PRSP 2021-2030, w latach 2021-2022 zrealizowano lub planuje się zrealizować zadania, na które poniesiono lub planuje się ponieść nakłady inwestycyjne o wartości 2,5 mld zł, ponadto zaniechano lub zastąpiono innymi zadaniami o wartości 0,9 mld zł.

** W zakresie zadań kontynuowanych planowany jest wzrost nakładów inwestycyjnych o ok. 4,4 mld zł, tj. z 9,7 mld zł do 14,1 mld zł.

*** Ilość oraz parametry urządzeń planowane są przy założeniu, że znaczna część gospodarki mocą bierną oraz zapewnianie stabilności pracy KSE będzie realizowane z wykorzystaniem istniejących źródeł wytwórczych planowanych do wycofania z eksploatacji, o zakresie +/- 3000–5000 MVar. Koszty tych źródeł mogą nie być ujmowane jako nakłady inwestycyjne, dlatego nie znalazły się w niniejszym planie.

6 Dlaczego HVDC?

Przyczyny występowania ograniczeń przesyłowych wymuszających rozbudowę i modernizację sieci można podzielić na dwie zasadnicze grupy. Pierwsza związana jest z problemami o charakterze lokalnym, o niższym stopniu złożoności. Wynikają one z:

- niedostatecznej mocy transformacji NN/110 kV dla zasilania sieci dystrybucyjnej,
- potrzeby wyprowadzenia mocy ze stacji, do której przyłączana jest nowa jednostka wytwórcza,
- wycofania z eksploatacji jednostek wytwórczych, prowadzącego do zmiany rozptyłu mocy w obrębie jednej bądź kilku sąsiadujących stacji.

Druga grupa związana jest z wymianą energii pomiędzy obszarami, w których wraz z krajową produkcją występuje również wymiana transgraniczna. Mimo że w trakcie analiz identyfikowane są przeciążenia konkretnych pojedynczych elementów sieciowych, nie oznacza to, że wybudowanie równoległej linii, bądź modernizacja istniejącej rozwiązuje problem. Zazwyczaj likwidacja ograniczenia w jednym miejscu powoduje pojawienie się problemu w innym, co pociąga za sobą konieczność dalszych działań inwestycyjnych.

W horyzoncie najbliższych 10 lat planowane jest wycofanie znacznej części źródeł konwencjonalnych na południu kraju z jednoczesnym uruchomieniem źródeł wiatrowych na północy. Będzie to skutkowało niespotykanym dotychczas przepływem energii z północy kraju na południe, pociągając za sobą wzrost obciążenia sieci przesyłowej. Dodatkowe obciążenie sieci może spowodować wzrost wymiany transgranicznej, m.in. na skutek wdrożenia wymogu CEP70.

Należy też zwrócić uwagę na niejednorodne wykorzystanie poszczególnych ciągów przesyłowych w obrębie korytarza północ-południe. Wynika ono ze zmieniającej się w czasie geograficznej nierównomierności generacji OZE oraz kierunków wymiany transgranicznej w powiązaniu z zapotrzebowaniem odbiorców i generacją źródeł PV. Efektem tego jest wysokie obciążenie tylko niektórych linii w pewnym okresie, podczas gdy w innym okresie obciążenie to przenosi się na inne linie. Fizyczne właściwości sieci AC nie pozwalają na szerszą skalę sterować przepływem energii tak, aby przekierowywać go z linii mocno obciążonych na linie słabiej obciążone. Aby zapobiec występowaniu ograniczeń przesyłowych, należałoby tak rozbudować sieć, żeby była ona gotowa obsłużyć wszystkie przewidywane stany obciążenia systemu. Teoretycznie wydaje się to możliwe do realizacji na drodze inwestycyjnej, czyli poprzez budowę tysięcy kilometrów linii przesyłowych AC oraz kolejnych stacji elektroenergetycznych. W efekcie sieć przesyłowa, od której oczekuje się najwyższego stopnia niezawodności w każdych warunkach, zaczęłaby przypominać tzw. „miedzianą płytę”. Oczywistym jest, że taki scenariusz nie jest w pełni możliwy z uwagi na uwarunkowania społeczne oraz środowiskowe.

Alternatywą są linie przesyłowe prądu stałego (HVDC), których najistotniejszą cechą jest możliwość sterowania przepływem energii i niezależność tego przepływu od rozptyłu mocy w sieci AC. W praktyce linia HVDC stanowi środek pozwalający na „przeniesienie” nadwyżki mocy z północy kraju na południe z pominięciem sieci AC. Odległość pomiędzy stacjami połączonymi linią HVDC w praktyce ma przy tym znikome znaczenie. Ponadto pojedyncza linia HVDC oferuje zdecydowanie większą przepustowość w porównaniu do linii AC przy podobnej nośności konstrukcji wsporczej i zajętości terenu pod linią.

W procesie opracowania PRSP przeprowadzono wielowariantowe analizy techniczne i techniczno-ekonomiczne, które pozwoliły wstępnie wytypować dwa rejony, pomiędzy którymi należy poprowadzić linię HVDC. Kryterium analitycznym była maksymalizacja redukcji kosztu ograniczeń sieciowych. Wyniki symulacji pracy systemu wskazują bardzo wysoki stopień wykorzystania linii HVDC, co potwierdza przedstawione wyżej przesłanki przemawiające za koniecznością realizacji tego typu inwestycji.

Oprócz wymienionych wyżej powodów, niewątpliwie uzasadniających potrzebę budowy linii HVDC, istnieje także szereg innych argumentów techniczno-ekonomicznych decydujących o przewadze tego rozwiązania. Jeden z nich dotyczy strat energii w sieci związanych z jej obciążeniem. Niezależnie od tego, czy mamy do czynienia z linią AC czy HVDC, przepływ prądu elektrycznego przez przewody powoduje rozpraszanie się energii w postaci ciepła. Ilość traczonej energii zależy nie tylko od parametrów samych przewodów, napięcia i długości linii, ale przede wszystkim od przesyłanej mocy. Gdy wzrasta obciążenie linii, straty energii rosną w funkcji kwadratu obciążenia. W przypadku budowy linii HVDC, linia ta przejmuje na siebie obciążenia linii AC. Wprawdzie w układzie HVDC również pojawiają się straty, jednakże sieć AC jest na tyle odciążana, że sumarycznie straty w systemie ulegają znacznemu zmniejszeniu, co zostało potwierdzone w analizach przeprowadzonych w ramach opracowania PRSP. Wynika to z faktu, że po pierwsze, przy stopniowym przenoszeniu obciążenia z sieci AC na linię HVDC spadek strat w początkowo mocno obciążonych liniach AC jest znacznie szybszy, niż ich wzrost w układzie HVDC. Po drugie przy typowej nośności słupów w linii HVDC zastosować można przewody o większym przekroju (czyli mniejszej rezystancji jednostkowej), które dodatkowo pozwalają na redukcję strat przesyłowych. Po trzecie, hipotetyczna rozbudowa sieci AC, która miałaby zastąpić linię HVDC, spowodowałaby redukcję strat tylko w idealnym przypadku, gdyby w poszczególnych liniach prąd wzrastał proporcjonalnie, co oczywiście nigdy nie ma miejsca. Należy przy tym podkreślić, że celem budowy linii HVDC jest nie tylko likwidacja ograniczeń przesyłowych w sieci AC i umożliwienie przesłania nadwyżek energii z północy na południe kraju. Dzięki możliwości sterowania w szerokim zakresie przepływem taką linią, OSP będzie posiadał narzędzie do optymalizacji strat w systemie.

Kolejny aspekt, wskazujący zalety rozwoju systemu w oparciu o linie HVDC, związany jest z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy systemu od strony napięciowej. Przy braku linii HVDC należy liczyć się ze znacznymi stratami mocy biernej w wysoko obciążonych liniach AC. Oznaczałoby to konieczność instalacji wielu dodatkowych źródeł mocy biernej, nie tylko w postaci statycznych kompensatorów (baterii kondensatorów), lecz również wymagane byłyby dodatkowe urządzenia do płynnej regulacji mocy biernej (energoelektroniczne bądź maszynowe). Tego typu urządzenia są przewidziane w PRSP niezależnie od budowy linii HVDC, jednak brak tej linii zwiększa potrzeby w zakresie gospodarki mocą bierną. Problemy napięciowe wynikające z dużych strat mocy biernej są o tyle istotne, że wiąże się z nimi niebezpieczeństwo utraty stabilności napięciowej znacznego obszaru systemu, co może prowadzić ostatecznie do masowej awarii. Z drugiej strony, w okresach, gdy sieć przesyłowa jest nisko obciążona, każda kolejna wybudowana linia 400 kV przyczyniałaby się do występowania coraz większych przepięć z powodu nadwyżki mocy biernej w sieci. Oprócz ryzyka zniszczenia urządzeń spowodowanego przekroczeniami dopuszczalnych poziomów napięć, zagrożona byłaby w takiej sytuacji stabilność kątowna systemu ze względu na pracę generatorów synchronicznych w niedowzbudzeniu. Remedium na takie problemy byłaby instalacja kolejnych urządzeń kompensacyjnych, tym razem mających za zadanie obniżenie napięć poprzez pobór nadwyżki mocy biernej. Zarówno w przypadku deficytu mocy biernej, jak również jej nadmiaru, zarządzanie ruchowe środkami potrzebnymi do opanowania zagrożeń byłoby tym trudniejsze, im więcej powstałoby nowych linii i im większa by była zmienność ich obciążenia (amplituda i częstość zmian). To z kolei wpłynęłoby negatywnie na niezawodność pracy systemu.

W przypadku przesyłu za pomocą prądu stałego takie problemy z mocą bierną i napięciami nie występują, gdyż są one domeną tylko sieci AC. Co więcej, urządzenia przekształtnikowe umieszczone na końcach linii HVDC mają same w sobie zdolność płynnej generacji i poboru mocy biernej do/z sieci AC, co przy okazji powoduje poprawę warunków napięciowych na obszarach wokół tych stacji.

Należy się liczyć z tym, że w warunkach krajowych wymagania w zakresie przesyłania energii na profilu północ-południe będą stopniowo rosły. Potencjał wytwórczy Morza Bałtyckiego oraz północnej części kraju nie zostanie wyczerpany do 2032 r. i można sądzić, że pojawiać się będą kolejne projekty źródeł wytwórczych. OSP w swoich długoterminowych analizach rozpatruje już kolejne połączenia HVDC w horyzoncie roku 2040, które stanowiłyby odpowiedź na postępującą transformację. Rozważane jest przy tym stworzenie tzw. układu wieloterminalowego, czyli pośrednie punkty z odgałęzieniami zamiast niezależnych linii punkt-punkt. Nie oznacza to zupełnego odejścia od budowy nowych linii AC. Podstawowym kryterium decydującym o wyborze rozwiązania HVDC jest skala przyszłych problemów systemowych, z którymi trzeba będzie się zmierzyć.

Jak zasygnalizowano na wstępie rozdziału, na potrzebę przyłączenia i wyprowadzenia mocy z pojedynczego nowego źródła wystarczające będą inwestycje w sieci AC.

Technologia HVDC charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi, jednakże bariera ta jest mitygowana poprzez korzyści, które przynosi ta inwestycja. Oprócz bezdyskusyjnych korzyści technicznych, z linią HVDC wiążą się wymierne korzyści ekonomiczne, głównie za sprawą redukcji kosztu strat sieciowych. Wstępne szacunki wykazują, że rozwiązania HVDC stają się bardziej opłacalne niż AC po okresie użytkowania dłuższym niż 30 lat, który jest w dużym przybliżeniu równy połowie technicznego czasu życia linii. Należy wyraźnie podkreślić, że uruchomienie inwestycji stałoprądowej musi być poprzedzone pogłębionymi analizami w celu wypracowania szczegółów technicznych wybranej technologii.

W ramach wykonanych analiz PSE S.A. określiły warianty ewentualnych nowych połączeń HVDC oraz wypracowały metodykę i narzędzia pozwalające na ilościowe określanie głównych korzyści tych połączeń względem alternatywnej sieci AC. Pozwala to na zdefiniowanie poziomów nakładów inwestycyjnych, poniżej których sieć HVDC jest opłacalna z punktu widzenia kosztów dostaw energii dla odbiorców końcowych. PSE S.A. zamierza kontynuować te analizy i wykorzystywać podczas przyszłych decyzji inwestycyjnych.

7 Dlaczego własne zasoby mocy?

Zgodnie z wynikami analiz wystarczalności generacji przedstawionymi w kolejnym rozdziale, w najbliższych latach wymagane jest zapewnienie mocy dyspozycyjnej w celu zachowania kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Realizacja tego celu jest możliwa między innymi poprzez budowę nowych, sterowalnych, źródeł wytwórczych lub magazynów energii elektrycznej.

Podstawowo mechanizmem zapewniającym odpowiedni poziom dostępnych mocy dyspozycyjnych w KSE jest funkcjonujący od 2018 roku rynek mocy. W ramach tego mechanizmu realizowane są przez podmioty zewnętrzne inwestycje w zasoby wytwórcze, niemniej jednak obserwowane tempo przyrostu nowych mocy może nie być wystarczające dla zrównoważenia wzrostu zapotrzebowania na moc oraz dla odtwarzania mocy dyspozycyjnych, które były dotychczas zapewniane przez sukcesywnie wyłączane źródła wytwórcze zasilane węglem kamiennym i węglem brunatnym.

Prawidłowe działanie mechanizmów rynkowych przy obserwowanej ograniczonej podaży nowych projektów na rynku mocy powoduje występowanie relatywnie wysokich cen zamknięcia kolejnych aukcji mocy. Przy możliwości zawierania kontraktów na okres do 17 lat z cenami sięgającymi 400 zł/kW/rok wydaje się, że barierą rozwoju mocy dyspozycyjnych nie jest brak odpowiednich sygnałów cenowych. Powodów tej sytuacji należy więc upatrywać w innych czynnikach np. w prawdopodobnym niskim, przyszłym wykorzystaniu mocy wytwórczych, niestabilności cen energii elektrycznej, wysokim ryzyku regulacyjnym, niestabilności cen paliw oraz braku pewności co do możliwości kontynuowania działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej z paliw kopalnych w perspektywie najbliższych 20 – 30 lat.

Z drugiej strony, przy obecnym stopniu rozwoju technologii, zapewnienie mocy dyspozycyjnych w wymaganych wielkościach nie jest możliwe w oparciu wyłącznie o zależne od pogody technologie OZE.

Opisana powyżej sytuacja powoduje, że w celu zapewnienia bilansu mocy, w sytuacjach wystąpienia ekstremalnych warunków pogodowych, ograniczonej dostępności energii elektrycznej możliwej do zaimportowania lub zwiększonej niedostępności konwencjonalnych źródeł wytwórczych, konieczne będzie posiadanie dodatkowych zasobów. Niemniej jednak, analizując realizowane projekty budowy nowych źródeł wytwórczych można dostrzec, że szansa na podjęcie decyzji inwestycyjnych jest tym większa, im większa jest pewność inwestora co do wolumenu przyszłej sprzedaży energii elektrycznej lub ciepła. Pozwala to na postawienie tezy, że najbardziej prawdopodobne do realizacji projekty będą dotyczyły źródeł kogeneracyjnych w lokalizacjach z zapotrzebowaniem na ciepło oraz źródeł o parametrach, które pozwolą na ekonomiczną pracę jako jednostki podstawowe lub podszczytowe. Jednocześnie zaobserwować można bardzo nieliczne projekty, których uzasadnienie biznesowe opiera się na płatności za gotowość oraz krótkookresowej pracy wyłącznie w sytuacjach ekstremalnych z punktu widzenia bilansu mocy, tj. z założenia – w sytuacji występowania wysokich cen energii elektrycznej. Powodów takiego postępowania może być wiele – począwszy od trudności w oszacowaniu potencjalnych przychodów i marż, aż po brak przekonania inwestorów o poprawnym i skutecznym działaniu fundamentalnych mechanizmów rynkowych w całym okresie życia projektu. Dlatego w opinii PSE S.A. inwestycje w źródła szczytowe i interwencyjne zawsze będą oceniane przez dostawców kapitału inwestycyjnego jako bardzo ryzykowne. Z drugiej strony źródła te wydają się niezbędne dla zapewnienia bilansu mocy, a także dla poprawnego funkcjonowania mechanizmu cen krańcowych.

Mając na uwadze powyższe, PSE S.A. rozważają budowę własnego źródła wytwórczego lub magazynu energii elektrycznej. W przypadku jeśli jego operatorem byłoby PSE S.A., zasady aktywacji i pracy tego źródła musiałyby gwarantować jego wykorzystywanie wyłącznie w sytuacjach ekstremalnych i nieingerowanie w funkcjonowanie mechanizmów rynkowych. Jeśli docelowym właścicielem i operatorem tego źródła byłby podmiot trzeci, niepowiązany z PSE S.A., mogłoby wtedy funkcjonować na zasadach ogólnych.

Scenariuszami przyjętymi przez PSE S.A. do wstępnych analiz jest budowa źródła wytwórczego (jednego albo kilku) opalanego gazem lub paliwem płynnym, bazującego na turbinie gazowej lub zespole silników tłokowych o łącznej mocy ok. 500 MW, a także budowa baterijnego magazynu energii elektrycznej lub kilku takich magazynów o analogicznej mocy, ale o pojemności pozwalającej na co najmniej 8 godz. pracy z mocą osiągalną.

Analizy wykonane przez PSE S.A. obejmowały określenie wpływu budowy instalacji (zespołu instalacji) danego typu na spełnienie kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz oszacowanie poziomu niezbędnych do poniesienia nakładów inwestycyjnych. Z racji charakteru źródła nie rozważano żadnych przychodów z rynku energii, mocy i usług systemowych. Co do zasady źródło to powinno być budowane oraz powinno pracować tylko w przypadku występowania cen maksymalnych na tych rynkach.

Ponadto takie źródło musiałoby powstać w lokalizacji, w której nie są planowane albo nie mogą być budowane, alternatywne projekty komercyjne, tak aby nie zaburzać funkcjonowania rynku poprzez wpływanie na aktywność inwestycyjną inwestorów.

Na potrzeby niniejszego planu, nakłady inwestycyjne na przedmiotowe źródło określono dla jednostki cieplnej o mocy ok. 500 MW.

8 Przyłączenie i wyprowadzenie mocy z elektrowni jądrowej

W dniu 2 października 2020 r. Rada Ministrów zatwierdziła Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), który zakłada budowę elektrowni jądrowych o łącznej mocy ok. 6 – 9 GW. Zgodnie z zapisami PPEJ pierwszy blok w technologii jądrowej ma zostać oddany do eksploatacji w 2033 roku. Kolejne jednostki mają być oddawane do eksploatacji co dwa lata do roku 2043.

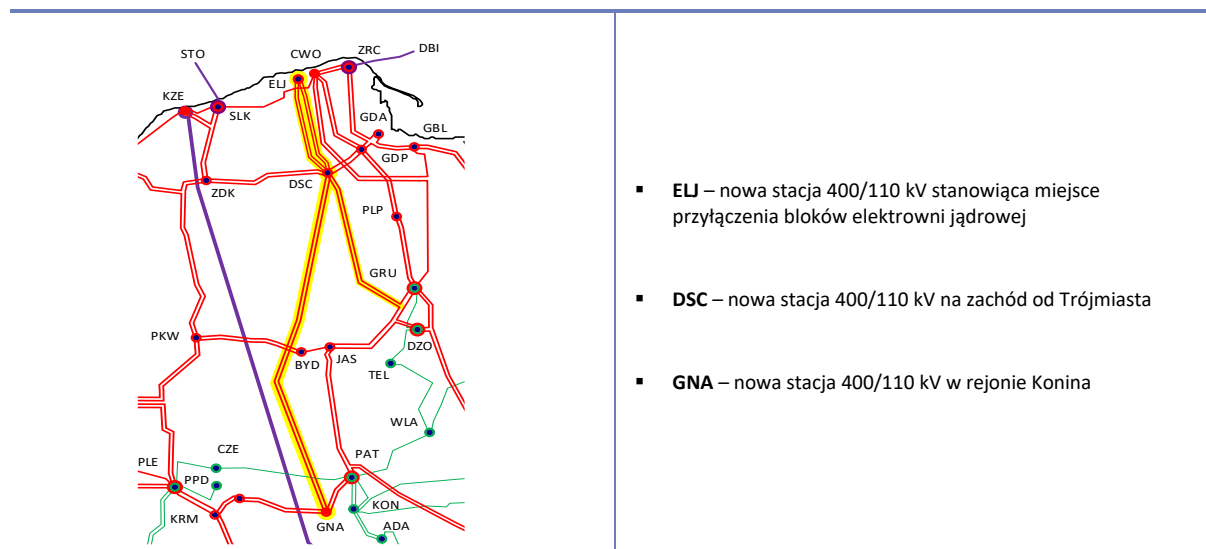
Podmiotem odpowiedzialnym za przygotowanie procesu inwestycyjnego oraz pełniącym rolę inwestora są Polskie Elektrownie Jądrowe sp. z o. o. (PEJ). Zgodnie z komunikatem wydanym przez PEJ 22 grudnia 2021 r. preferowaną lokalizacją pierwszej polskiej elektrowni jądrowej jest Lubiatowo-Kopalino w gminie Choczewo. Dana lokalizacja została wybrana w wyniku szczegółowych badań środowiskowych i lokalizacyjnych. W lokalizacji tej uruchomione zostaną maksymalnie trzy bloki elektrowni jądrowej w następujących latach: 2033, 2035 i 2037.

W związku z planowaną budową elektrowni jądrowej w tej lokalizacji, w niniejszym PRSP uwzględniono inwestycje sieciowe, których realizacja wymagana jest do przyłączenia tej elektrowni i wyprowadzenia jej mocy. Realizacja tych inwestycji obejmuje trzy fazy:

- **Faza 1** (zasilanie placu budowy): budowa nowej stacji 400/110 kV (dalej stacja ELJ) w zakresie rozdzielni 110 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego i połączenie jej linią 110 kV ze stacją Żarnowiec.
- **Faza 2** (przyłączenie jednego lub dwóch bloków elektrowni jądrowej): budowa rozdzielni 400 kV w nowej stacji 400/110 kV ELJ, stanowiącej miejsce przyłączenia bloków. Budowa nowej stacji 400/110 kV na zachód od Trójmiasta, do której wprowadzone zostaną: dwie nowe dwutorowe linie 400 kV od stacji ELJ, istniejąca dwutorowa linia 400 kV Żydowo Kierzkowo – Gdańsk Przyjaźń oraz nowa dwutorowa linia 400 kV od nacięcia istniejącej linii 400 kV Grudziądz Węgrowo – Jasiniec. Realizacja powyższych inwestycji umożliwi wyprowadzenie mocy z jednego lub dwóch bloków EJ w zależności od wybranej technologii.
- **Faza 3** (układ docelowy): budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Konina, do której wprowadzone zostaną: nowa dwutorowa linia 400 kV od nowej stacji 400/110 kV na zachód od Trójmiasta oraz istniejąca dwutorowa linia 400 kV Kromolice – Pątnów. Realizacja powyższych inwestycji umożliwi wyprowadzenie pełnej, planowanej mocy z elektrowni jądrowej.

Planowane łączne nakłady na realizację powyższych inwestycji sieciowych wyniosą ok. 3 mld złotych.

Na kolejnym rysunku przedstawiono poglądową lokalizację nowych stacji elektroenergetycznych oraz nowe relacje liniowe.

Rys. 8-1 Inwestycje sieciowe dedykowane przyłączeniu i wyprowadzeniu mocy z elektrowni jądrowej

W rozdziale 5 przedstawiającym planowane przez PSE S.A. zadania inwestycyjne podano, między innymi, terminy zakończenia ich realizacji. Biorąc pod uwagę, że terminy te oznaczają rok ostatecznego zakończenia inwestycji od strony formalnej, natomiast efekt systemowy danej inwestycji w postaci fizycznego uruchomienia linii lub stacji osiągany jest zazwyczaj wcześniej, poniżej przedstawiono uszczegółowienie harmonogramu w zakresie zadań dedykowanych przyłączeniu elektrowni jądrowej, w którym ujęto również datę przekazania do eksploatacji.

Tab. 8-1 Zadania inwestycyjne dedykowane EJ

Numer zadania inwestycyjnego	Nazwa zadania inwestycyjnego	Rok rozpoczęcia	Rok uruchomienia	Rok zakończenia
Faza 1				
III.87	Budowa nowej stacji 400/110 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) - etap I (rozdzielnia 110 kV) oraz linii zasilającej z SE Żarnowiec	2023	2026	2027
Faza 2				
III.88	Budowa nowej stacji 400/110 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) - etap II (rozdzielnia 400 kV)	2027	2032	2033
III.84	Budowa nowej stacji 400/110 kV w rejonie Trójmiasta wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Gdańsk Przyjaźń	2027	2032	2033
III.89	Budowa dwóch linii 400 kV od nowej stacji na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nowej stacji w rejonie Trójmiasta	2026	2032	2033
III.90	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta - nacięcie linii Grudziądz Węgrowo-Jasiniec	2026	2032	2033
Faza 3				
III.86	Budowa nowej stacji 400 kV w rejonie Konina wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów	2028	2033	2034
III.85	Budowa linii 400 kV nowa stacja w rejonie Trójmiasta - nowa stacja w rejonie Konina	2028	2035	2036

Powyższe terminy uruchomienia inwestycji sieciowych dedykowanych EJ są zgodne z założeniami PPEJ.

9 Analiza wystarczalności zasobów wytwórczych

9.1 Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na lata 2023–2040

Niniejszy rozdział przedstawia podsumowanie prac związanych z opracowaniem analizy wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE w latach 2023–2040.

Wynikiem analizy jest prognoza bilansu mocy KSE oraz probabilistycznych wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych:

- **LOLE** (ang. Loss of Load Expectation) - oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym wskaźnik ten jest standardem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych i wynosi nie więcej niż 3 godziny,
- **EENS** (ang. Expected Energy Not Supplied) - oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.

Wykonane analizy są metodycznie zgodne z pan-europejską analizą wystarczalności zasobów wytwórczych prowadzoną przez ENTSO-E, przy czym w zakresie czynników krajowych rozszerzono i rozwinięto zastosowane tam metody.

Pomimo faktu stosowania metody probabilistycznej, wyniki analiz pozostają wrażliwe na elementy otoczenia przyjmowane jako dane zdeterminowane, w tym przede wszystkim:

- terminy oddawania do eksploatacji obecnie budowanych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- harmonogramy postojów remontowych jednostek wytwórczych,
- dostępność paliwa dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych w perspektywie krótko i średnioterminowej,
- tempo rozwoju nowych mocy w źródłach odnawialnych,
- techniczne możliwości wykorzystywania mocy połączeń transgranicznych.

Biorąc pod uwagę zmienność m.in. powyższych czynników, ocena wystarczalności zasobów wytwórczych jest procesem ciągłym i na bieżąco aktualizowanym.

9.2 Założenia do przeprowadzonej analizy

Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

Projekcję zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE do roku 2040 założono na podstawie prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną wykonanej na bazie przewidywanego zużycia energii finalnej w Polsce w perspektywie długoterminowej. Prognoza ta została szerzej opisana w rozdziale 4.4. Na potrzeby niniejszej analizy wykorzystano wariant bazowy, w którym nie uwzględniono zapotrzebowania wynikającego z potencjalnej realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych, które są obecnie w początkowym stadium koncepcyjnym.

Wielkości zdolności wytwórczych

Wielkości zdolności wytwórczych w jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania oraz pozostałych konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych w poszczególnych latach, zostały określone na podstawie:

- przeprowadzonej na przełomie lat 2020 i 2021 ankietyzacji krajowych przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów planujących budowę nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- informacji przekazanych przez sektor wytwórczy dotyczących remontów planowanych dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz elektrowni szczytowo-pompowych na lata 2023 – 2025 (plany remontowe na lata późniejsze określono na podstawie danych ankietowych),
- aktualnych informacji dotyczących przewidywanych terminów oddania do eksploatacji konwencjonalnych jednostek wytwórczych będących w trakcie realizacji.

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych założono:

- wycofania konwencjonalnych jednostek wytwórczych wynikające z deklaracji sektora wytwórczego zgodnie z wariantem pesymistycznym zakładającym brak rentowności jednostek opalanych węglem po 1 lipca 2025 r.¹³,
- oddanie do eksploatacji nowych jednostek, które posiadają zawartą umowę mocową na rynku mocy¹⁴,
- odtworzenie i rozwój mocy planowanych do odstawienia jednostek kogeneracyjnych, głównie w technologii gazowej.

W zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii na lądzie, prognozy ich mocy osiągalnych w poszczególnych latach zostały oszacowane na podstawie m.in. wyników aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE przeprowadzonych do roku 2021 włącznie. Nie założono kolejnych aukcji OZE począwszy od 2022 r. Nie założono przy tym możliwości odtworzenia jednostek po upływie ich technicznego czasu życia.

W zakresie rozwoju morskich elektrowni wiatrowych założono oddanie pierwszych instalacji do eksploatacji mocy w tej technologii od 2026 r. i stopniowy rozwój do poziomu mocy 10,9 GW. Daty przyłączenia konkretnych obiektów przyjęto zgodnie z deklaracjami inwestorów i harmonogramami inwestycji w ramach procesu przyłączeniowego tych jednostek.

Zastosowanie powyższego podejścia w zakresie nowych jednostek, pozwala na przedstawienie wyników analizy wystarczalności zasobów wytwórczych w sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej jednostek konwencjonalnych, jądrowych i odnawialnych w KSE. Ma to na celu zobrazowanie skali potencjalnych wyzwań w zakresie budowy nowych mocy.

Scenariusze lat klimatycznych

KSE jest coraz bardziej czuły na zmiany warunków pogodowych. Aby realistycznie przewidzieć możliwe przyszłe zdarzenia mające wpływ na sytuację bilansową, konieczne jest uwzględnienie danych obejmujących szeroki zakres możliwych kombinacji, uwzględniających zarówno warunki klimatyczne "normalne" jak i "skrajne".

¹³ Wariant pesymistyczny zakładający brak rentowności jednostek opalanych węglem po 1 lipca 2025 r. szerzej opisano w podpunkcie 3.5.4

¹⁴ W zakresie elektrowni Ostrołęka uwzględniono plany związane z budową nowego bloku gazowego. Nie uwzględniono inwestycji w budowę nowego bloku węglowego.

Wykonana analiza bazuje na metodzie lat klimatycznych ENTSO-E, wykorzystywanej przy tworzeniu m.in. raportów *European Resource Adequacy Assessment (ERAA)* i *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)*. Metoda ta pozwala na odwzorowanie w przyszłości zmiennych warunków pogodowych obserwowanych w ubiegłych latach. Każdy rok klimatyczny charakteryzuje się współzależnymi parametrami określającymi m.in. wietrzność, nasłonecznienie i temperaturę zewnętrzną, co umożliwi symulację pracy KSE z uwzględnieniem korelacji występowania tych zjawisk.

Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem pełnej dostępnej bazy danych lat klimatycznych, tj. uwzględniono profile godzinowe wynikające z 38 lat klimatycznych dla okresu 1982-2019.

Profile pracy konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania

Wartości współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania zostały wyznaczone w oparciu o dane historyczne generacji tych źródeł. Dla jednostek zawodowych wyznaczono krzywe termosensytywności opisujące relację obciążenia w funkcji temperatury. Dla każdego miesiąca w roku zastosowano odrębną krzywą termosensytywności.

Dane dostosowano do wykorzystywanej w modelu granulacji godzinowej. Otrzymano krzywe charakteryzujące pracę jednostek dla poszczególnych lat klimatycznych w postaci współczynników uwzględniających zarówno remonty planowe jak i awarie.

Profile pracy OZE

Profile pracy farm wiatrowych lądowych i morskich oraz źródeł fotowoltaicznych wykorzystane w obliczeniach powstały w oparciu o bazę danych ENTSO-E tj. dedykowaną bazę danych klimatycznych – Pan-European Climatic Database (PECD). Dla każdej z powyższych technologii, zastosowano godzinowy profil wykorzystania mocy zainstalowanej, odpowiadający warunkom pogodowym, odpowiednio: wietrzności lub nasłonecznienia w rozpatrywanych latach klimatycznych (1982-2019).

W celu uwzględnienia rozwoju technologii lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych w analizowanym okresie 2023–2040, godzinowe profile współczynników wykorzystania mocy zostały skorygowane w funkcji prognozowanego postępu technologicznego dla instalacji planowanych oraz degradacji istniejących urządzeń. Powyższe przełożyło się na zmianę wartości średniorocznych współczynników wykorzystania mocy względem bazy PECD.

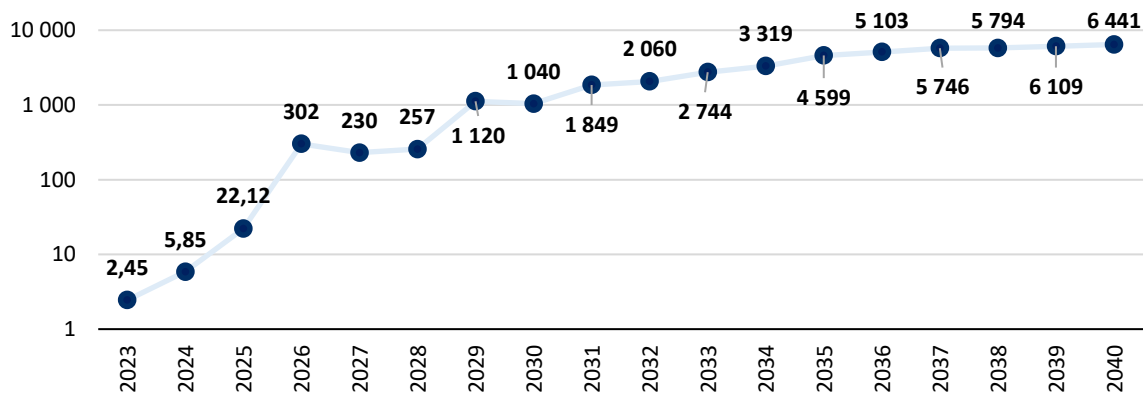
Wymiana transgraniczna

Jednym z celów krajowej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych jest wskazanie ewentualnego, wymaganego wolumenu wymiany transgranicznej, potrzebnej w celu spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE. Dlatego obliczenia wykonano bez uwzględniania mocy dostępnej w ramach połączeń transgranicznych. Powodem takiego podejścia są liczne niepewności oraz zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania systemów elektroenergetycznych w krajach Unii Europejskiej, które w praktyce uniemożliwiają wiarygodne prognozowanie długoterminowe wykorzystywania połączeń transgranicznych.

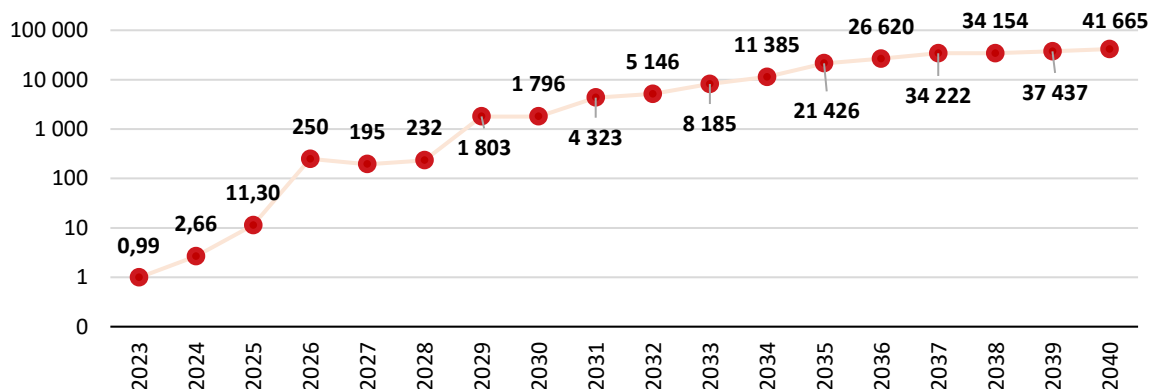
Wyniki analizy wystarczalności

Dla każdego z analizowanych lat wyznaczono wartości wskaźników LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2040 r. Na poniższych wykresach i w tabeli przedstawiono średnie oraz skrajne wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych lat klimatycznych.

Rys. 9-1 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2023–2040



Rys. 9-2 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2023–2040



Tab. 9-1 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2023–2040

Wartości wskaźników LOLE i EENS																		
Rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE [h]																		
Minimum (CY82-19)	0,80	2,61	8,54	203	142	161	880	792	1 506	1 686	2 323	2 829	4 003	4 491	5 059	5 110	5 412	5 733
Średnia (CY82-19)	2,45	5,85	22,1	302	230	257	1 120	1 040	1 849	2 060	2 744	3 319	4 599	5 103	5 746	5 794	6 109	6 441
Maksimum (CY82-19)	5,25	16,1	40,7	417	323	359	1 465	1 399	2 314	2 543	3 291	3 938	5 375	5 960	6 572	6 596	6 845	7 103
EENS [GWh]																		
Minimum (CY82-19)	0,27	1,00	3,50	136	103	122	1 295	1 272	3 252	3 918	6 421	9 173	18 148	22 781	29 561	29 549	32 585	36 486
Średnia (CY82-19)	0,99	2,66	11,3	250	195	232	1 803	1 796	4 323	5 146	8 185	11 385	21 426	26 620	34 222	34 154	37 437	41 665
Maksimum (CY82-19)	2,27	8,90	26,6	372	312	378	2 431	2 458	5 744	6 788	10 449	14 268	26 091	32 076	40 947	40 992	44 718	49 351

Należy zaznaczyć, że maksymalna wartość wskaźnika LOLE, rozumianego jako wartość dla krytycznego roku klimatycznego, jest istotnie większa od średniej z lat klimatycznych 1982-2019. Ta zależność obrazuje nam możliwość wystąpienia w przyszłych latach niekorzystnych warunków pogodowych.

9.3 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna

Dla uzyskanych wyników oszacowano wymaganą dodatkową moc dyspozycyjną celem spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych. Jako standard bezpieczeństwa przyjęto spełnienie warunku utrzymania średniej wartości wskaźnika LOLE z lat klimatycznych 1982-2019 na poziomie nie większym niż 3 godziny w roku.

Tab. 9-2 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
0	400	1500	3500	3500	3500	6000	6000	8000	8500	10000	11000	13500	14500	16000	16000	16500	17500

Należy mieć na uwadze, iż wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna może być wyższa ze względu na następujące uwarunkowania:

- wzrost tempa transformacji energetycznej, szybszy niż założono wzrost zapotrzebowania na energię i moc oraz plany realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych,
- wystąpienie skrajnie niekorzystnych warunków klimatycznych w przyszłych latach,
- niepewność co do terminowej realizacji inwestycji zakontraktowanych w ramach rynku mocy,
- niepewność co do przyszłych inwestycji w źródła kogeneracyjne zastępujące likwidowane jednostki,
- niepewność co do terminów trwałych odstawień istniejących jednostek wytwórczych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

Z tego powodu dla zapewnienia spełnienia w przyszłości standardu bezpieczeństwa konieczne jest podjęcie pilnych działań prowadzących do zwiększenia dostępnych mocy dyspozycyjnych. Źródłem takiej mocy mogą być w szczególności:

- nowe elektrownie gazowe – ponad zakontraktowane na rynku mocy – wg wiedzy PSE S.A. na istotnie zaawansowanych etapach koncepcyjnych i przygotowawczych są obecnie projekty o łącznej mocy co najmniej 4 GW,
- przedłużanie eksploatacji istniejących jednostek węglowych – przyjęty scenariusz pesymistyczny zakłada wyłączenie ponad 7 GW mocy do roku 2026,
- nowe magazyny energii, w różnych technologiach oraz towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- elektrownie jądrowe, w latach 30-tych, zgodnie z harmonogramem określonym w PPEJ,
- technologie wodorowe i paliw alternatywnych typu P2P, prawdopodobnie w latach 30-tych, po osiągnięciu przez nie wystarczającej komercjalizacji,
- ewentualny import energii (w tym w trybie pomocy międzyoperatorskiej) oraz formy ograniczania popytu, np. usługi typu DSR, w odpowiedzi na występowanie warunków skrajnych i zdarzeń ekstremalnych.