

KARTA EFEKTYWNEJ TRANSFORMACJI SIECI DYSTRYBUCYJNYCH POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

Raport zbiorczy z prac Zespołu Projektowego

Stan prac na 10 czerwca 2022 r.

*(z waloryzacją nakładów i skutków finansowych w Scenariuszu Inwestycje konieczne
na 30 września 2022 r.)*

Spis treści

Wprowadzenie	3
Status prac projektowych	4
Wymogi formalno-prawne obowiązujące OSD w perspektywie do 2030 r.	6
Kategorie inwestycyjne	8
Prognozowany poziom dotacji dla OSD w latach 2022-2030 w ramach obecnych i przyszłych programów wsparcia	12
Scenariusze inwestycyjne	13
Przewidywane zmiany stanu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	24
Prognozowana moc OZE i odbiorców przyłączanych do sieci w perspektywie do 2030 r.	37
Aspekty taryfowe i finansowe inwestycji	40
Podsumowanie	43
Załącznik	47

Wprowadzenie

Założenia dotyczące ram klimatycznych i energetycznych są głównym elementem wsparcia Unii Europejskiej w osiągnięciu bardziej konkurencyjnego, bezpiecznego i zrównoważonego systemu energetycznego oraz osiągnięcia długoterminowego celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. Szybki rozwój rozproszonych zasobów energii połączony z nowymi technologiami, w sposób istotny wpływa na przyszły kształt rynku energii. Elementy te w znaczącej mierze, oddziałują na sieć dystrybucyjną, jednocześnie kształtując nową rolę OSD na tym rynku. Nowe wyzwania dla OSD to między innymi: nowa rola OSD jako podmiotu wspierającego rozwój rynku (w szczególności rynków lokalnych), prowadzenie ruchu i zarządzanie siecią dystrybucyjną przy systematycznie rosnącym udziale energii ze źródeł odnawialnych, wykorzystanie elastyczności rozproszonych źródeł energii, aktywizacja odbiorców oraz społeczności energetycznych, instalacja na masową skalę liczników zdalnego odczytu i rozwój inteligentnych sieci, współpraca z Operatorem Systemu Przesyłowego, wdrażanie nowych technologii informatycznych i teleinformatycznych oraz z zakresu cyberbezpieczeństwa.

Wiele nowych elementów rynku energii przedstawionych w przepisach unijnych i następnie stosowanych bezpośrednio lub implementowanych do prawa krajowego dotyczy obszaru działalności OSD. W trakcie tworzenia przepisów dostrzega się dokonującą się zmianę technologiczną, rozwój generacji rozproszonej i zmianę sposobu funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. Pojawiające się nowe aktywności na rynku energii są i będą realizowane w znacznej mierze w sieci dystrybucyjnej, nie jest więc możliwy dalszy, skuteczny rozwój rynku energii elektrycznej, bez zaangażowania w ten proces OSD. Stąd tak wiele nowych przepisów dotyczących OSD oraz określających nową rolę i zadania OSD w aktualizowanym modelu rynku energii.

Celem projektu „Karta efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” jest:

- **diagnoza kluczowych potrzeb** związanych z pracą sieci, wynikających z wymogów formalno-prawnych obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 roku oraz związanych z rosnącą liczbą źródeł odnawialnych przyłączanych do sieci OSD,
- **identyfikacja narzędzi**, które pozwolą zaspokoić te potrzeby,
- **określenie sposobu oraz źródeł finansowania** oraz **ocena ich wpływu na taryfę (gospodarkę, społeczeństwo)**,
- **zmiana modelu regulacyjnego OSD** wspierająca aktywność inwestycyjną OSD, w szczególności inwestycje związane z szeroko rozumianą elastycznością pracy sieci oraz przyłączanie oze,
- **wdrożenie zmian legislacyjnych** dla ułatwienia prowadzenia inwestycji sieciowych i pozyskiwania środków pomocowych.

Interesariuszami reprezentowanymi w projekcie jest przede wszystkim Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jako inicjator opracowania Karty, przedstawiciele MKiŚ, MRiT, MAP, MFiPR, przedstawiciele PTPIREE/zrzeszonych OSD – realizujący określone elementy Karty i przedstawiciele PSE SA - prezentujący określone zjawiska z perspektywy OSP, a także przedstawiciele stowarzyszeń sektora i eksperci branżowi ze środowiska nauki i biznesu. Analizy i dane przeprowadzone zostały przez i na podstawie danych pięciu największych OSD w Polsce: Enea Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR SA, PGE Dystrybucja SA, Stoen Operator Sp. z o.o. i Tauron Dystrybucja SA.

Oczekiwany produktem końcowym prac będzie Porozumienie sektorowe Regulatora i branży dystrybucyjnej.

Status prac projektowych

Według stanu realizacji projektu na dzień 31 maja 2022 r., zrealizowano następujące prace:

- określono wymogi formalno-prawne, wynikające z przepisów prawa obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r. w tym propozycje niezbędnych zmian legislacyjnych w celu ułatwienia realizacji inwestycji – Załącznik nr 1,
- dokonano oceny obecnego poziomu i możliwości realizacji ww. wymogów do 2030 r.
- **opracowano propozycje scenariuszy inwestycyjnych** na lata 2023-2030 w dwóch wariantach (prezentacja stanowi Załącznik nr 2):
 1. **Scenariusz 1 „Inwestycje konieczne”** – obejmujący inwestycje wynikające z realizacji wymogów formalno-prawnych oraz w zakresie przyłączeń nowych wytwórców i odbiorców (na podstawie zawartych umów o przyłączenie i wydanych warunków przyłączenia oraz wyznaczonych trendów rozwoju oze do roku 2030)
 2. **Scenariusz 2 „Inwestycje PEP 2040”** – zapewniający pełną realizację celów i zadań polityki energetycznej państwa PEP 2040, a w zakresie przyłączeń nowych wytwórców poprzez skierowanie przez OSD znacznych środków na rozwój sieci, umożliwia zwiększenie poziomu mocy dostępnej dla OZE oraz umożliwia stopniowe przekształcanie sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową),
- **przeanalizowano** poszczególne scenariusze inwestycyjne **w zakresie możliwości i źródeł ich finansowania** przez OSD (taryfa, absorpcja środków pomocowych) (**Załącznik nr 3 – prezentacja na temat aspektów taryfowych i finansowych**) oraz
- **dokonano analizy wpływu** poszczególnych scenariuszy inwestycyjnych **na wzrost taryfy – skutki finansowe dla odbiorców.** (**Załącznik nr 3 – prezentacja na temat aspektów taryfowych i finansowych**).

Ze względu na istotny wzrost kosztów i poziom inflacji, nakłady w Scenariuszu Inwestycje konieczne wraz ze skutkami finansowymi i wpływem na taryfy zostały zwaloryzowane w poniższym materiale na dzień 30 września 2022 r.

W kolejnych krokach zaplanowano opracowanie propozycji niezbędnych zmian modelu regulacji OSD oraz zainicjowanie niezbędnych zmian legislacyjnych. Zmiany legislacyjne celowe są przede wszystkim w dwóch obszarach: usprawnienia realizacji inwestycji sieciowych oraz rozwoju OZE, w tym uwolnienia dostępnych mocy przyłączeniowych i wprowadzania rozwiązań bezinwestycyjnych dla rozwoju źródeł, typu cable pooling.

Wszelkie analizy – zarówno prawne, jak i inwestycyjne - były realizowane w oparciu o podział na priorytety inwestycyjne, adresujące nowe wyzwania OSD, określone na podstawie opracowania Eurelectric „Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition Final Deliverable” ze stycznia 2021 r.

Priorytet	Nazwa	Zakres
1	Elektryfikacja	Przyłączanie do sieci nowych klientów oraz wzrost zapotrzebowania na moc przyłączeniową u klientów istniejących (w tym elektryfikacja ogrzewania, np. poprzez wykorzystanie pomp ciepła).
2	E –mobility	Przyłączanie do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych (w tym wykorzystanie technologii V2G) oraz środków transportu, a także infrastruktury kolejowej.
3	Wsparcie dla rozwoju OZE	Przyłączanie do sieci OZE, tworzenie potencjału dla przyłączania OZE (w tym również poprzez przyłączanie magazynów energii).
4	Wzrost odporności sieci na działanie warunków atmosferycznych	Inwestycje zwiększające bezpieczeństwo dostaw ee, w tym niezawodność dostaw (np. poprzez „kablowanie” istniejącej sieci elektroenergetycznej czy też jej automatyzację).
5	Odtworzenie i modernizacja infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii	Inwestycje wynikające ze stanu wyeksploatowania istniejącej infrastruktury.
6	Cyfryzacja i automatyzacja	Aktywne zarządzanie systemem, w tym: w obszarze sieciowym w szczególności automatyzacja sieci, budowanie sieci inteligentnych, a w zakresie łączności i informatyki w szczególności bezpieczeństwo cybernetyczne, systemy łączności krytycznej, rozwój systemów dziedziny niezbędnych dla funkcjonowania OSD, w tym integracja z licznikami zdalnego odczytu (LZO lub Licznik Zdalnego Odczytu).
7	Liczniki Zdalnego Odczytu	Zabudowa LZO, zarówno liczników u klientów, jak również liczników w stacjach OSD.
8	Pozostałe projekty wspierające działalność OSD	Infrastruktura wspierająca realizację procesów biznesowych OSD, w tym: transport, budynki i budowle, narzędzia i sprzęt specjalistyczny, diagnostyka sieci.

Wymogi formalno-prawne obowiązujące OSD w perspektywie do 2030 r.

Obowiązki OSD związane z realizacją ww. priorytetów inwestycyjnych w perspektywie do roku 2030 – zawarte są w głównych aktach prawnych i dokumentach krajowych:

- 1) **Ustawa Prawo energetyczne (wraz z rozporządzeniami)** – w zakresie:
 - **podstawowych obowiązków OSD**, takich jak w szczególności: prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej, eksploatacja, konserwacja i remonty, zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej i połączeń międzysystemowych, budowa i eksploatacja infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzanie nimi, pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych, utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci;
 - **obowiązków związanych z realizacją priorytetów inwestycyjnych, w szczególności:** obowiązku przyłączenia do sieci, rozbudowy sieci na potrzeby przyłączania, zachowania pierwszeństwa przyłączenia dla określonych kategorii podmiotów, wzrostu odporności sieci na działanie warunków atmosferycznych, instalacji LZO;
- 2) **Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych** – w zakresie m.in.: opracowywania programu przyłączania do sieci ogólnodostępnych stacji ładowania;
- 3) **Ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa** – w zakresie obowiązków OSD jako operatorów usługi kluczowej;
- 4) **Regulacja jakościowa w latach 2018 – 2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności** – w zakresie poprawy niezawodności dostaw poprzez realizację postawionych celów dotyczących poprawy wskaźników jakościowych;
- 5) **Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.** – w zakresie realizacji celów szczegółowych, takich jak: rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej, w tym poprawa jakości dostaw, zapewnienie warunków sprawnego działania w sytuacjach awaryjnych, rozwój technologii magazynowania, budowa inteligentnych sieci elektroenergetycznych, rozwój rynków energii, w tym wzmocnienie pozycji konsumentów poprzez wyposażenie ich w LZO, rozwój OZE poprzez m.in. zapewnienie warunków rozwoju energetyki rozproszonej – prosumentów energii odnawialnej, klastrów energii, spółdzielni energetycznych.

Obowiązki OSD związane z realizacją priorytetów inwestycyjnych w perspektywie do roku 2030 są zawarte także w prawodawstwie unijnym, którego część obowiązuje bezpośrednio (rozporządzenia), natomiast część (dyrektywy) wymaga implementacji do krajowego porządku prawnego:

- 1) **Rozporządzenia unijne, w tym w szczególności:**
 - **Rozporządzenie 2019/943** z dnia 5 czerwca w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej – określające m.in. kwestie redysponowania źródeł,
 - **Rozporządzenie 2016/631** z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci,
 - **Rozporządzenie 2016/1388** z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru,
 - **Rozporządzenie 2017/1485** z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej,
 - **Rozporządzenie 2017/2196** z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych;

2) **Dyrektywy unijne (częściowo zaimplementowane, a częściowo oczekujące na implementację do prawa krajowego):**

- **Dyrektywa 2019/944** z dnia 5 czerwca w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE – oczekująca na implementację w zakresie m.in. korzystania przez OSD z usług elastyczności i usług systemowych niezależnych od częstotliwości, magazynowania energii, współpracy OSD z odbiorcami aktywnymi i określania opłat sieciowych odzwierciedlających koszty, współpracy OSD z obywatelskimi społecznościami energetycznymi i uczestnikami rynku zajmującymi się agregacją;
- **Dyrektywa 2018/2001** z dnia 11 grudnia w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Szczegóły obejmujące treść przepisów prawnych zostały zamieszczone w Załączniku nr 1, zawierającym podział (stosowany konsekwentnie w dokumencie) na Scenariusz I – Inwestycje konieczne i Scenariusz II – Inwestycje PEP 2040. W materiale zaproponowano dodatkowo propozycje przepisów usprawniających inwestycje sieciowe.

Istotne jest także wprowadzenie przepisów ustawowych i rozwiązań w dokumentach niższej rangi, które wspierałyby proces inwestycyjny i rozwój sieci na potrzeby przyłączania OZE. Mowa tutaj o uwolnieniu mocy przyłączeniowych poprzez zastosowanie rozwiązania cable pooling, zmiany w przepisach dotyczących wydawania warunków przyłączenia i okresu ich ważności, a także wnoszonych zaliczek, czy też optymalizacji mocy zainstalowanych PV i magazynów energii.

Kategorie inwestycyjne

Mając na względzie priorytety inwestycyjne wskazane powyżej, do analiz przyjęto główne kategorie inwestycyjne OSD:

Lp.	Nazwa inicjatywy (kategoria inwestycji)	Priorytet 1	Priorytet 2	Priorytet 3	Priorytet 4	Priorytet 5	Priorytet 6	Priorytet 7	Priorytet 8
		Elektryfikacja	E – mobility (elektryfikacja transportu)	Wsparcie dla rozwoju OZE	Wzrost odporności sieci na działanie warunków atmosferycznych	Odtworzenie i modernizacja infrastruktury z uwzględnieniem zmiany	Cyfryzacja i automatyzacja	Liczniki Zdalnego Odczytu	Pozostałe projekty wspierające działalność OSD
1	Rozwój sieci niezbędny dla przyłączania OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci)	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
2	Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓
3	Cyfryzacja i automatyzacja	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
4	Liczniki Zdalnego Odczytu	✓		✓		✓	✓	✓	
5	Przyłączenia Klientów	✓	✓	✓			✓		

Znakiem "✓" wskazano priorytety, które poprzez realizację danej inicjatywy są spełniane w sposób bezpośredni, natomiast znakiem "✓" wskazano priorytety, które są spełniane w sposób pośredni.

Jednocześnie w ramach prac określono zakres każdej z głównych kategorii inwestycyjnych wraz z określeniem korzyści z ich realizacji z punktu widzenia poprawy bezpieczeństwa i jakości dostaw energii oraz obsługi klientów, usprawnienia działania OSD, korzyści dla rozwoju gospodarczego kraju oraz rozwoju rynków lokalnych, a także stopień dotychczasowej realizacji zadania:

- 1) **Liczniki Zdalnego Odczytu** – nakłady obejmują LZO i liczniki bilansujące (LB), które wpisują się w realizację wymogów ustawy Prawo energetyczne (przy czym nakłady na systemy związane z obsługą danych pomiarowych i CSIRE uwzględniono w pozycji „Cyfryzacja i automatyzacja”).
Korzyści: Zwiększenie możliwości dostępu do informacji pomiarowych zarówno przez OSD jak i klienta; stworzenie możliwości opracowania katalogu nowych usług na styku klient – OSD; ograniczenie nielegalnego poboru energii elektrycznej; zwiększenie stopnia obserwowalności sieci dystrybucyjnej; zwiększenie świadomości klientów w zakresie zarządzania energią elektryczną.
Poziom realizacji obowiązku: zabudowa LZO u odbiorców końcowych – **17,4%**, zabudowa LZO na stacjach SN/nn - **62,7%** (łącznie u 5 OSD, wg stanu na 31 grudnia 2021).
- 2) **Rozwój sieci niezbędny dla przyłączania OZE, magazynów ee, e-mobility** (w tym zwiększenie przepustowości sieci) zawiera nakłady inwestycyjne na:
a) budowę nowych linii i stacji na każdym poziomie napięcia;
b) rozbudowę/przebudowę istniejących stacji WN/SN i SN/nn oraz linii WN, SN i nn (w ramach zadania w szczególności: zwiększanie przekrojów przewodów, wymiana transformatorów na jednostki o większej mocy znamionowej, zabudowa drugiego lub trzeciego transformatora) – z uwzględnieniem tworzenia potencjału zwiększenia dostępnych mocy przyłączeniowych do sieci na każdym poziomie napięcia, w tym w zakresie absorpcji energii od prosumentów;
c) zabudowa dławików do kompensacji mocy biernej na wysokim napięciu;
d) zastosowanie aktywnych regulatorów napięcia w sieci nn.
Korzyści: Rozbudowa sieci na potrzeby przyłączania do sieci klientów, w tym w obszarze stworzenia potencjału dla rozwoju gospodarczego oraz komunalnego; rozwój lokalnych rynków pracy w związku z rozwojem gospodarczym; przejście na gospodarkę niskoemisyjną; rozwój transportu elektrycznego; ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z pojazdów spalinyowych oraz z elektrowni węglowych; tworzenie nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł OZE.
- 3) **Cyfryzacja i automatyzacja** – pozycja zawiera nakłady inwestycyjne na:
a) budowę i modernizację linii napowietrznych i kablowych SN z zastosowaniem łączników zdalnie sterowanych i reklozerów;
b) przebudowa stacji WN/SN i SN/nn w tym: przebudowa układów kompensujących prądy zwarcia, montaż transformatorów z podobciążeniową regulacją napięcia;
c) analizatory jakości napięcia;
d) automatyka klasy FDiR i systemy dziedziczne realizujące tę funkcjonalność;
e) dostosowanie 100% stacji SN/nn do zabudowy układów bilansujących - w perspektywie 2025 r;
f) nakłady inwestycyjne z obszarów „Łączność” oraz „Informatyka”, w tym nakłady inwestycyjne na:
 - systemy związane z obsługą danych pomiarowych (LZO, dane z liczników bilansujących, analizatorów napięcia itp.),
 - system wymiany informacji CSIRE (Centralny System Informacji Rynku Energii),
 - system łączności dyspozytorskiej (krytycznej) dla energetyki;
 - systemy dyspozytorskie i sterowania pracą sieci, w tym SCADA, EMS, DMS;
 - pozostałe systemy dziedziczne niezbędne dla realizacji obowiązków OSD;
 - infrastrukturę związaną z zapewnieniem łączności.**Korzyści:** Krótsze przerwy w dostawach energii elektrycznej dla klientów; poprawa wskaźników jakościowych energii elektrycznej; poprawa elastyczności pracy sieci; poprawa parametrów

jakości energii elektrycznej; zwiększenie efektywności zarządzania siecią; automatyzacja procesów realizowanych przez OSD; szybsza identyfikacja i eliminacja awarii na sieci; stworzenie rynku usług elastyczności.

Poziom realizacji obowiązku: zainstalowanie systemu komunikacji głosowej z wystarczającym nadmiarowym sprzętem i źródłami rezerwowego zasilania (Rozporządzenie rynkowe) - **18,6%**, zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji (PEP 2040) - **64,9%** (łącznie u 5 OSD, wg stanu na 15 grudnia 2021).

- 4) **Kablowanie sieci WN i SN** – pozycja zawiera tylko część nakładów inwestycyjnych na zakresy rzeczowe opisane w opracowanym w 2018 roku przez OSD i przekazanym do ME dokumencie „Krajowy plan automatyzacji sieci elektroenergetycznej oraz zmiany struktury sieci z technologii linii napowietrznych na kablowe”:

- a) przebudowę istniejących linii napowietrznych na kablowe;
- b) budowę nowych linii kablowych;
- c) zmianę trasy istniejących linii kablowych;
- d) budowę nowych powiązań sieciowych;
- e) budowę nowych stacji WN/SN wraz z powiązaniami liniowymi WN i SN,
- f) budowę złączy kablowych oraz stacji SN/nn (dostosowanie infrastruktury towarzyszącej do technologii linii kablowych SN);
- g) dostosowanie układów kompensacyjnych na stacjach WN/SN oraz uziemień słupów SN i stacji SN/nn do nowych warunków pracy (rosnącego poziomu prądów pojemnościowych w sieci SN);
- h) automatykę związaną z procesem kablowania sieci w ramach tego programu.

Korzyści: Krótsze przerwy w dostawach energii elektrycznej dla klientów; poprawa wskaźników jakościowych energii elektrycznej; wzrost atrakcyjności Polski dla inwestorów zagranicznych; ograniczenie ryzyka zdarzeń losowych w sieci; zwiększenie bezpieczeństwa dostaw; poprawa elastyczności pracy sieci; poprawa parametrów jakości energii elektrycznej.

Poziom realizacji obowiązku: zgodnie z założeniami PEP 2040 konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia. Poziom skablowania sieci SN wynosi **29%** (wg stanu na 31 grudnia 2021).

- 5) **Przyłączanie klientów (w tym odbiorcy, OZE i magazyny energii)** – pozycja zawiera nakłady inwestycyjne na:

- a) budowę przyłączy na potrzeby przyłączania klientów oraz przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej;
- b) rozbudowę sieci na potrzeby jw. (m.in. budowa nowych stacji transformatorowych WN/SN, SN/SN i SN/nn i rozdzielni sieciowych WN lub SN, budowa nowych odcinków sieci WN, SN i nn, zakup transformatorów WN/SN, SN/nn);
- c) przebudowę istniejących odcinków i elementów sieci na potrzeby jw.;
- d) nakłady inwestycyjne na liczniki.

Pewne obszary inwestycji znalazły się poza ujętymi w głównych kategoriach inwestycyjnych i zostały wskazane w ramach pozostałych nakładów inwestycyjnych. Należy do nich przede wszystkim:

- a) pozostałe odtworzenie majątku sieciowego związane z poprawą jakości usług, w tym nakłady na: odtworzenie całych elementów infrastruktury, zabiegi modernizacyjne wynikające

z wyeksploatowania elementów sieci, likwidacja ograniczeń aparaturowych, likwidacja zagrożeń zwarciovych, usuwanie szkód i awarii;

- b) budynki i budowle nieenergetyczne;
- c) zakup środków transportu;
- d) narzędzia i inne w tym m.in. doposażenie brygad służb serwisu w niezbędny sprzęt i narzędzia w tym np. wozy pomiarowe, wyposażenie do prac pod napięciem.

Korzyści: Rozbudowa sieci na potrzeby przyłączania do sieci klientów, w tym w obszarze stworzenia potencjału dla rozwoju gospodarczego oraz komunalnego; rozwój lokalnych rynków pracy w związku z rozwojem gospodarczym; przejście na gospodarkę niskoemisyjną; rozwój transportu elektrycznego; ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z pojazdów spalinowych oraz z elektrowni węglowych; tworzenie nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł OZE.

Prognozowany poziom dotacji dla OSD w latach 2022-2030 w ramach obecnych i przyszłych programów wsparcia:

Źródło finansowania	Program i zakres	Okres finansowania	Alokacja [mln PLN]
Fundusz Modernizacyjny 2021-2030	Elektroenergetyka - Inteligentna infrastruktura energetyczna (AMI)	2022-2025	1 000
	Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania pojazdów elektrycznych	2022-2026	1 000
	Wsparcie wykorzystania magazynów oraz innych urządzeń na cele stabilizacji sieci	2022-2026	1 000*
Polityka Spójności 2021-2027/2029	FEnIKS (następca POliŚ) – smart grid i sieci na potrzeby OZE	2022-2029	ok. 3 550
	FE dla Polski Wschodniej	2022-2029	540
	SUMA		ok. 7 090**
Fundusze 2014-2020	Sieci na potrzeby rozwoju OZE, smart grid, bezpieczeństwo energetyczne	2022-2023 (zakończenie zawartych umów o dofinansowanie)	489

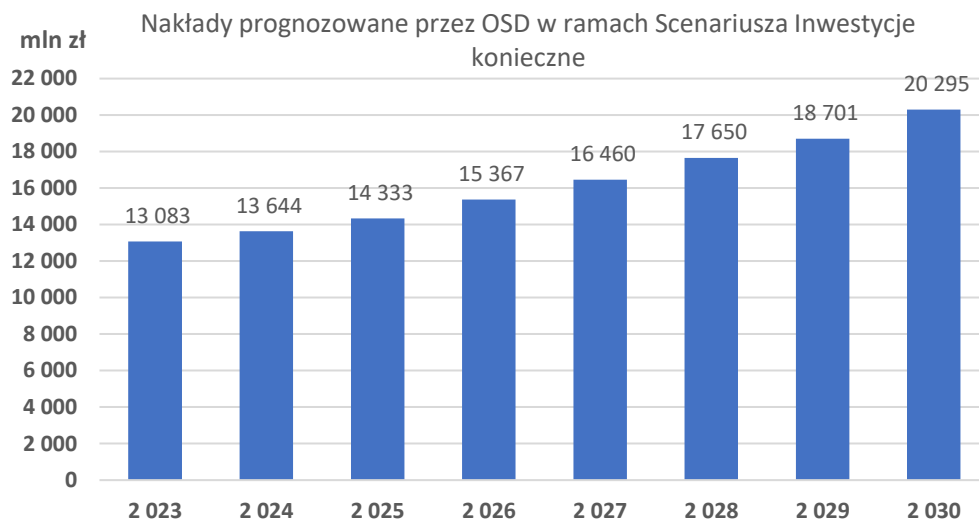
* W przypadku niewykorzystania przez OSD alokacji na magazyny energii, łączny potencjał środków pomocowych nie zostanie w pełni wykorzystany;

** Poziom alokacji przyjęto na podstawie dokumentacji programowej i/lub informacji z instytucji finansujących w zakresie nowych programów dedykowanych OSD

Scenariusze inwestycyjne

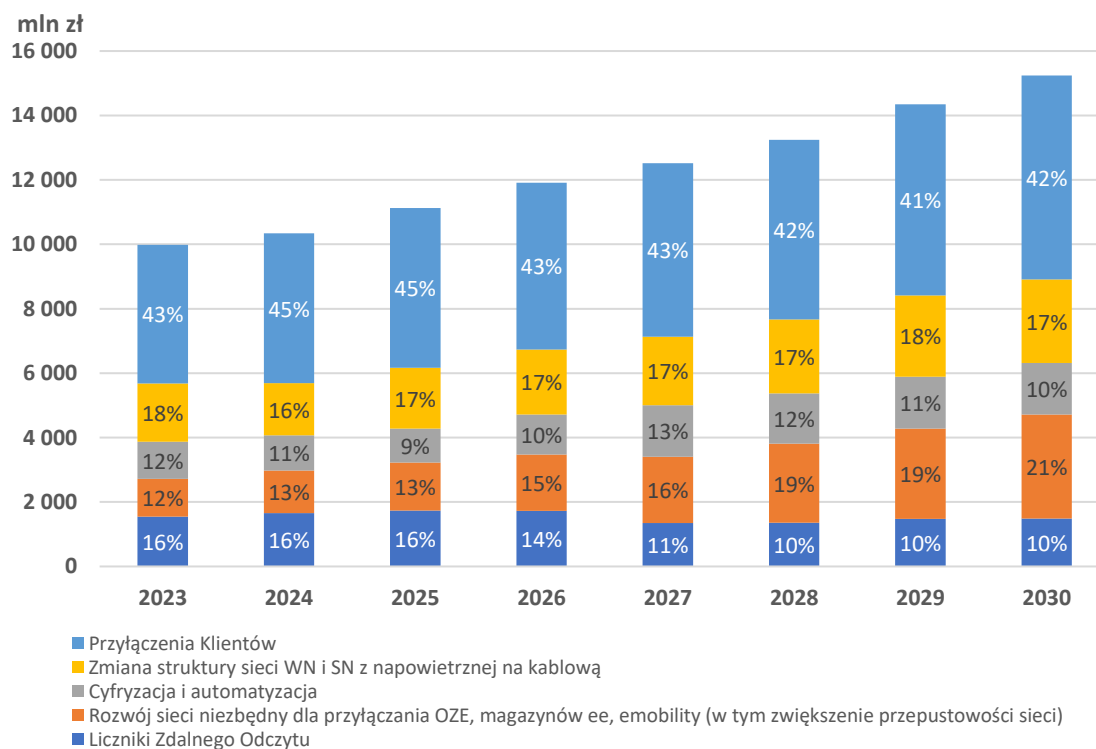
Scenariusz I - Inwestycje konieczne

Nakłady prognozowane przez OSD w ramach Scenariusza Inwestycje konieczne (suma wszystkich inwestycji wynosi 129,5 mld zł).



Wartości zostały podane w cenach bieżących przy założeniu poniższej ścieżki inflacyjnej: 2023 – 12,3 %, 2024 – 4,1 %, 2025-2030 – 3,5 %.

Nakłady prognozowane przez OSD w ramach realizacji głównych kategorii inwestycyjnych w Scenariuszu Inwestycje konieczne:



Lp.	Główne kategorie inwestycyjne [mln zł]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Razem
1	Rozwój sieci niezbędny dla przyłączenia OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci)	1 170	1 327	1 492	1 751	2 060	2 461	2 798	3 234	16 292
2	Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową	1 815	1 624	1 889	2 023	2 127	2 296	2 523	2 594	16 891
3	Cyfryzacja i automatyzacja	1 151	1 089	1 056	1 240	1 597	1 560	1 610	1 594	10 897
4	Liczniki Zdalnego Odczytu	1 549	1 652	1 732	1 723	1 350	1 354	1 480	1 486	12 327
5	Przyłączenia Klientów	4 295	4 650	4 955	5 178	5 383	5 570	5 938	6 332	42 300
6	Razem	9 980	10 341	11 124	11 914	12 517	13 241	14 349	15 240	98 706

Udział głównych kategorii inwestycyjnych w łącznych nakładach wynosi **76,2%**. Wśród wskazanych kategorii inwestycyjnych wyróżniają się nakłady na przyłączenia klientów, które w każdym roku wynoszą ponad 40% głównych kategorii inwestycyjnych.

W zakresie nakładów, jakie będą mogły zostać objęte dofinansowaniem z bezzwrotnych środków pomocowych, poziom wymaganego wkładu własnego, stanowiącego udział nakładów zaangażowanych w projekty objęte dofinansowaniem, będzie uzależniony od źródeł i zasad przyznawania wsparcia i może się istotnie różnić dla poszczególnych inwestycji. Prace nad określeniem zasad obliczania poziomu wsparcia w nowych programach wciąż się toczą, w dotychczasowych natomiast realny poziom dofinansowania wynosił od ok. 30% do 85% nakładów.

W ramach Scenariusza Inwestycje konieczne założono:

- zabudowę LZO u 100% odbiorców do roku 2030 (stan zabudowy liczników LZO na 31.12.2021 r. wynosi 3,2 mln sztuk co stanowi 17,4%, jednak ze względu na 8-letni okres ich legalizacji, będą musiały w tym okresie zostać ponownie wymienione);
- w zakresie zmiany struktury sieci SN - osiągnięcie udziału linii kablowych w liniach SN do roku 2030 w wysokości 41,4 %, do roku 2040 w wysokości 53,5% (stan udziału linii kablowych w liniach SN na 31.12.2021 r. wynosi 29%);
- brak realizacji magazynów energii elektrycznej będących własnością OSD (realizacja i jej zakres uzależniony będzie od przyjętych regulacji prawnych).

W scenariuszu Inwestycje konieczne OSD przeznaczyły nakłady na elastyczność sieci w wysokości 18,8 mld zł, co stanowi prawie 15% wszystkich inwestycji (suma wszystkich inwestycji wynosi 129,5 mld zł) kierując je w szczególności na następujące obszary:

- zabudowa liczników LZO u odbiorców i w stacjach bilansujących – 12,9 mld zł;
- uruchomienie systemów akwizycji danych z LZO współpracujących z OIRE (PSE) – 0,3 mld zł;
- automatyka el-en. w głębi sieci – 3,3 mld zł;
- uruchomienie systemów cyfrowej łączności energetycznej – 1,0 mld zł;
- systemy SCADA, systemy informatyczne klasy EMS i DMS umożliwiające dokonywanie symulacji pracy sieci z uwzględnieniem stanu rzeczywistego i planowanych inwestycji w tym

- z uwzględnieniem pracy generacji rozproszonej – 0,4 mld zł;
- systemy geoprzestrzenne informacji o sieci (GIS) – 0,4 mld zł;
- systemy umożliwiające rozliczanie wszystkich uczestników rynku w tym w zakresie korzystania z usług elastyczności czy redysponowania OZE i odpowiedzią odbioru – 0,3 mld zł;
- wdrożenie systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach el-en., włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej – 0,2 mld zł;
- zabudowa przez OSD magazynów energii elektrycznej – 0 mld zł;¹

Scenariusz Inwestycje konieczne umożliwia:

- realizację obowiązków OSD wynikających z przepisów prawa krajowego i unijnego, w tym realizację procesu wymiany Liczników Zdalnego Odczytu zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne;
- przyłączenie odbiorców jak i źródeł (OZE do mocy 51,6 GW) do sieci OSD na podstawie zawartych umów o przyłączenie i wydanych warunków przyłączenia oraz wyznaczonych na tej podstawie trendów rozwoju OZE do roku 2030;
- realizację strategicznych inwestycji poszczególnych OSD w tym wynikających ze współpracy międzyoperatorskiej OSP i OSD. Wartość inwestycji OSD stowarzyszona z inwestycjami PSE wynosi 2 mld zł;
- realizację obowiązku wynikającego z kodeksów sieciowych NC ER, które dotyczą konieczności dostosowania potrzeb własnych stacji energetycznych do 24-godzinnego podtrzymania zasilania w obiektach kluczowych do odbudowy KSE oraz automatyki SCO – zgodnie z kodeksem inwestycje planuje się zrealizować do końca 2022 roku. W przypadku pojawienia się opóźnień w realizacji, zadania będą kontynuowane w latach kolejnych;
- częściową realizację celów PEP 2040 w zakresie średniego wieku majątku - osiągnięcie wieku majątku u OSD w przedziale od 21,01 do 30,50 lat (średnio 27,04 lat) w perspektywie roku 2030 oraz w przedziale od 20,71 do 27,56 lat (średnio 24,79 lat) w perspektywie roku 2040;
- częściową realizację celów PEP 2040 w zakresie zmiany struktury sieci SN - osiągnięcie udziału linii kablowych w liniach SN w przedziale od 29,8 % do 51,3 %² (średnio 41,4 % z uwzględnieniem wszystkich OSD) w perspektywie 2030 oraz w przedziale od 41,0 % do 64,4 %³ (średnio 53,5 % z uwzględnieniem wszystkich OSD) w perspektywie 2040 r.

Ryzyka zidentyfikowane przy założeniu realizacji nakładów zgodnie ze scenariuszem Inwestycje konieczne:

- Brak realizacji na wystarczającym poziomie procesu zmiany struktury sieci z napowietrznej na kablową w celu osiągnięcia w roku 2040 poziomu średniej w UE (wg szacunków OSD to poziom ponad 60%) – cel określony w Polityce energetycznej Polski do 2040 (PEP2040) - działanie 2B.4;
- Brak możliwości realizacji na satysfakcjonującym poziomie procesu odtworzenia sieci, określonego w PEP2040, gdzie wskazano, iż stopień odtworzenia infrastruktury przez OSD powinien dążyć do osiągnięcia średniego wieku infrastruktury poniżej 25 lat;
- Brak możliwości zapewnienia realizacji przyłączania OZE na dowolnym, wnioskowanym przez inwestorów poziomie, w szczególności w przypadku dalszego dynamicznego wzrostu mocy prosumentów, jak i źródeł na każdym z poziomów napięć;

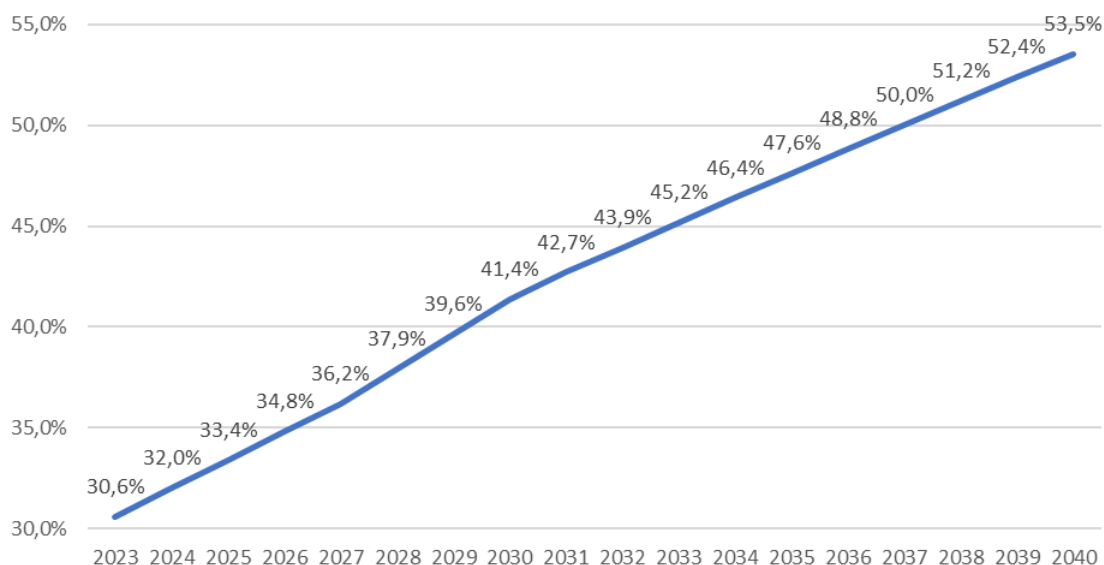
¹ pozycja może ulec zmianie po określeniu stanowiska PURE co do zakresu możliwości stosowania art. 13 ust 7 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej

² bez uwzględnienia Stoen Operator

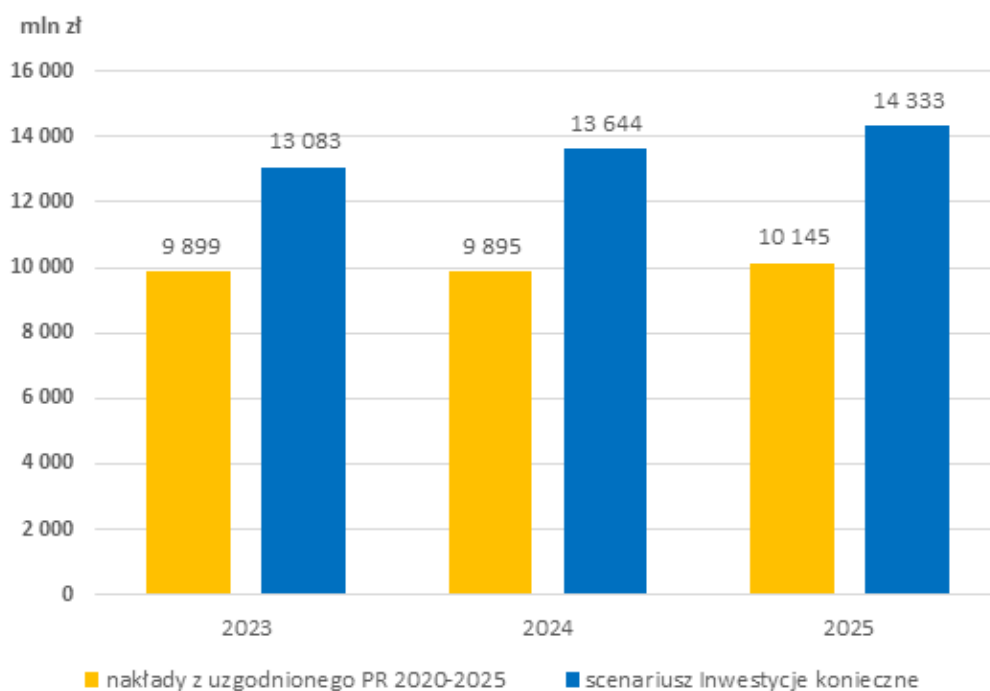
³ j.w.

- Brak uzyskania wyższych efektów rzeczowych realizowanych inwestycji z uwagi na wzrastające dynamicznie ceny materiałów, urządzeń i robót budowlanych - istotna część wskazanych wzrostów poziomu nakładów, może zostać skonsumowana na pokrycie wzrostu cen, nie dając możliwości rozszerzenia zakresu rzeczowego planowanych inwestycji;
- Ryzyko nieadekwatnej alokacji środków w stosunku do potrzeb i możliwości realizacyjnych OSD, w tym w odniesieniu do kryteriów przyznania i rozliczenia dotacji;
- Ryzyko braku wprowadzenia rozwiązań legislacyjnych, wspierających proces realizacji inwestycji OSD.

Zmiana udziału linii kablowych w sieciach SN wszystkich OSD dla scenariusza Inwestycje konieczne



Nakłady prognozowane przez OSD w ramach scenariusza Inwestycje konieczne vs nakłady z uzgodnionych Planów Rozwoju na lata 2020-2025



Nakłady uwzględnione w Scenariuszu Inwestycje konieczne w latach 2023-2025 są wyższe o 11,1 mld zł, tj. o 37 %, w stosunku do nakładów inwestycyjnych uzgodnionych przez Prezesa URE w Planach Rozwoju 2020-2025. Największy udział w tej różnicy mają pozycje zawarte zarówno w części A oraz B Planu Rozwoju i są to przede wszystkim zwiększone zakresy inwestycji wynikające ze zwiększonej dynamiki przyłączania klientów (w tym OZE) czy konieczności realizacji ustawy dotyczącej zabudowy liczników zdalnego odczytu. Niezależnie od zwiększonego zakresu inwestycji, znacznie wzrosły koszty jednostkowe praktycznie we wszystkich obszarach inwestycyjnych zawartych w częściach A, B i C Planu Rozwoju, co wynika z obecnego poziomu inflacji oraz zmian cen na rynku usług budowlanych w stopniu przewyższającym poziom inflacji.

Ponad połowę udziału w ww. wartości stanowią zwiększone nakłady wynikające ze wzrostu dynamiki przyłączeń, pozostała część dotyczy zabudowy liczników LZO i nakładów wynikających z wzrostów kosztów jednostkowych prac.

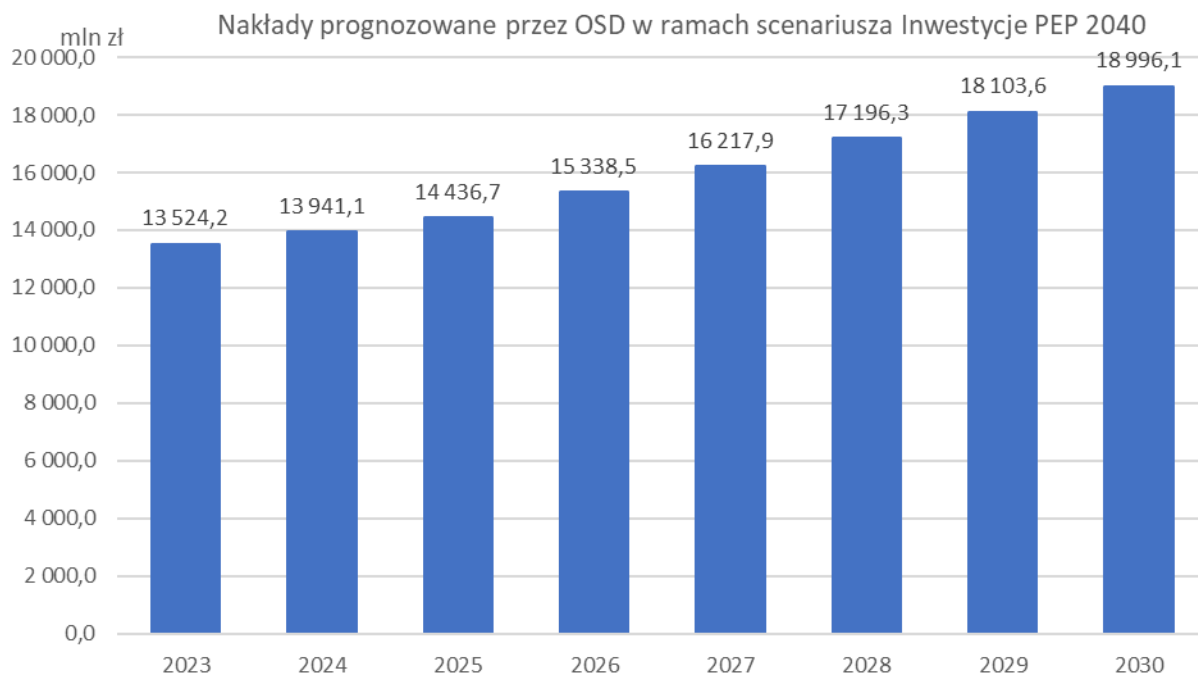
Scenariusz II – Inwestycje PEP 2040

Kluczowe tezy dla OSD zawarte w Polityce Energetycznej Polski do 2040r. :

- Wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach. W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23%, przy czym nie mniej niż 32% w elektroenergetyce (głównie en. wiatrowa i PV);
- Nastąpi istotny wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice do ok. 5-7 GW w 2030 r. i ok. 10-16 GW w 2040 r. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na morzu osiągnie ok. 5,9 GW w 2030 r. do ok. 11 GW w 2040 r.; *(z danych na temat obecnego stanu przyłączy oraz prognoz do roku 2030 pokazanych na str. 21 – 22 wynika znaczące przekroczenie tych wielkości)*;
- Programy inwestycyjne OSPe i OSDe będą ukierunkowane na rozwój OZE oraz aktywnych obiorców i bilansowania lokalnego;
- Wskaźniki jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE powinny ulegać stałej poprawie – dla SAIDI wyznaczono cel 85 min./odb. w 2030 r. Ponadto do 2025 r. 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w 12 miesięcy, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu;
- Osiągnięcie celów w zakresie regulacji jakościowej jest ściśle powiązane ze środkami, jakie OSDe może przeznaczyć na inwestycje. Znaczna część infrastruktury dystrybucyjnej ma powyżej 25 lat, a w wielu przypadkach przekracza nawet 40 lat. Z tego powodu OSDe zobowiązane są do odtwarzania sieci – **stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić co najmniej 1,5% rocznie do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat**;
- Odbudowa linii niskich napięć (nn) powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie;
- Skablowanie sieci średniego napięcia (SN) jest silnie skorelowane z SAIDI i SAIFI, a udział linii kablowych w liniach SN w Polsce (w 2017 r. ok. 26%) jest jednym z najniższych w Europie. Ponad 41 tys. km linii napowietrznych SN znajduje się na terenach leśnych i zadrzewionych, gdzie skablowanie ma szczególne znaczenie dla ograniczenia przyczyn i skutków awarii. Ponadto za priorytet uznaje się również wyposażenie łączników linii średniego napięcia w systemy zdalnego sterowania. Dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci konieczne jest sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia. W tym celu w 2021 r. opracowany zostanie krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r. (odpowiedzialni OSDe i URE), a skutkiem jego realizacji będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE;
- zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji;
- wyposażenie systemów oraz linii SN i nn w urządzenia diagnostyki i analizy pracy sieci;
- wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSDe (do 2021 r.) – aktualnie wykorzystywany w większości system analogowy jest zawodny i nie ma możliwości jego rozbudowy – nowy powinien gwarantować jednolitość i pewność łączności;
- zapewnienie odpowiedniej struktury wspomagającej obsługę cyberincydentów, a także współpraca z właściwym Zespołem Reagowania na Incydenty Bezpieczeństwa Komputerowego działającym na poziomie krajowym;
- zapewnienie przez OSDe liczby pracowników i sprzętu odpowiednich dla zapewnienia standardów określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;

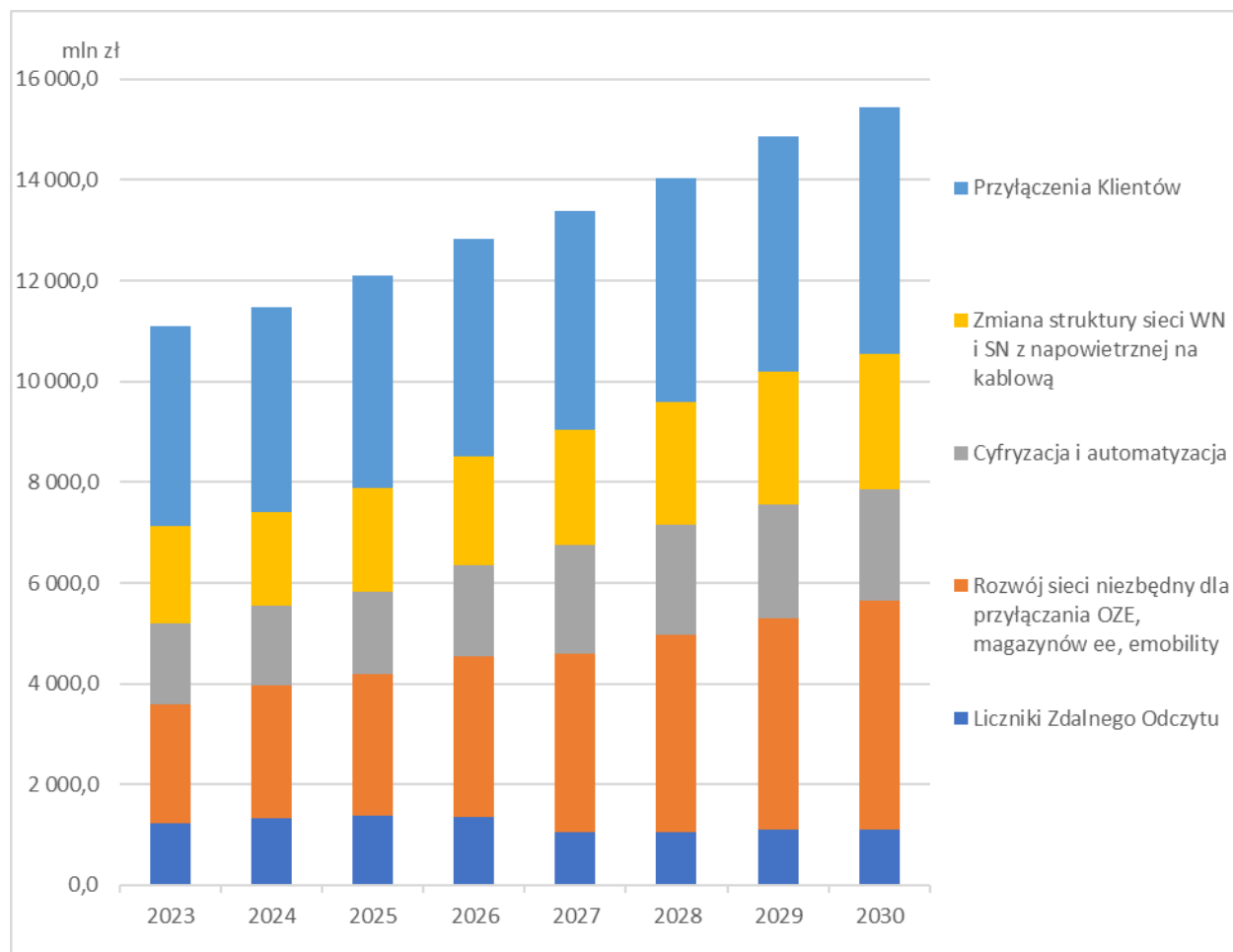
- wdrożenie systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej;
- inwestycje prowadzone w systemach dystrybucyjnych powinny przyczyniać się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową), co wraz z wdrażanymi rozwiązaniami z zakresu zwiększania elastyczności sieci umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii.

Nakłady prognozowane przez OSD w ramach scenariusza Inwestycje PEP 2040 (suma wszystkich inwestycji została oszacowana na 127,7 mld zł wg stanu na 10 czerwca 2022; ze względu na skalę nakładów w tym scenariuszu, wartości nie były aktualizowane na koniec września, jak miało to miejsce w przypadku Scenariusza Inwestycje konieczne; ze względu na inflację i wzrost kosztów, szacuje się wzrost tych nakładów o ok. 35% w stosunku do przedstawionych poniżej założeń).



Wartości zostały podane w cenach bieżących (wg stanu na 10 czerwca 2022) przy założeniu poniższej ścieżki inflacyjnej: 2023 – 3,6 %, 2024 – 3,1 %, 2025-2030 – 2,5 %.

Nakłady prognozowane przez OSD w ramach realizacji głównych kategorii inwestycyjnych w Scenariuszu - Inwestycje PEP 2040



	Główne kategorie inwestycyjne [mln zł]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Razem
1	Rozwój sieci niezbędny dla przyłączenia OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci)	2 345,0	2 643,0	2 821,7	3 170,1	3 545,7	3 930,9	4 177,3	4 537,3	27 171,0
2	Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową	1 942,2	1 853,7	2 062,2	2 166,1	2 262,6	2 422,3	2 633,7	2 666,4	18 009,1
3	Cyfryzacja i automatyzacja	1 613,8	1 582,8	1 618,0	1 823,1	2 162,3	2 183,0	2 268,4	2 224,5	15 475,9
4	Liczniki Zdalnego Odczytu*	1 239,0	1 322,5	1 376,8	1 362,1	1 056,0	1 047,5	1 112,2	1 106,6	9 622,8
5	Przyłączenia Klientów	3 957,9	4 066,9	4 223,8	4 306,5	4 355,7	4 452,3	4 671,2	4 899,2	34 933,6
6	Razem	11 097,9	11 468,9	12 102,5	12 828,0	13 382,4	14 036,0	14 862,8	15 433,9	105 212,5

Udział głównych kategorii inwestycyjnych w łącznych nakładach wynosi **82,4%**.

W ramach Scenariusza Inwestycje PEP 2040 założono:

- zabudowę LZO u 100% odbiorców do roku 2030 (stan zabudowy liczników LZO na 31.12.2021r. wynosi 3,2 mln sztuk co stanowi 17,4%, jednak ze względu na 8-letni okres ich legalizacji, będą musiały w tym okresie zostać ponownie wymienione);
- w zakresie zmiany struktury sieci SN - osiągnięcie udziału linii kablowych w liniach SN do roku 2030 w wysokości 45,8 %, do roku 2040 w wysokości 64,1 % (stan udziału linii kablowych w liniach SN na 31.12.2021 r. wynosi 29%);
- brak realizacji magazynów energii elektrycznej będących własnością OSD (realizacja i jej zakres uzależniony będzie od przyjętych regulacji prawnych).

W Scenariuszu Inwestycje PEP 2040, OSD przeznaczyły nakłady na elastyczność sieci w wysokości ponad 14 % wszystkich inwestycji, kierując je w szczególności na następujące obszary:

- zabudowa liczników LZO u odbiorców i w stacjach bilansujących;
- uruchomienie systemów akwizycji danych z LZO współpracujących z OIRE (PSE);
- automatyka el-en. w głębi sieci;
- uruchomienie systemów cyfrowej łączności energetycznej;
- systemy SCADA, systemy informatyczne klasy EMS i DMS umożliwiające dokonywanie symulacji pracy sieci z uwzględnieniem stanu rzeczywistego i planowanych inwestycji w tym z uwzględnieniem pracy generacji rozproszonej;
- systemy geoprzestrzenne informacji o sieci;
- systemy umożliwiające rozliczanie wszystkich uczestników rynku w tym w zakresie korzystania z usług elastyczności czy redysponowania OZE i odpowiedzią odbioru;
- wdrożenie systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych., włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej;
- zabudowa przez OSD magazynów energii elektrycznej.⁴

Największy wzrost nakładów między Scenariuszem Inwestycje konieczne i Scenariuszem Inwestycje PEP 2040 w ramach realizacji głównych kategorii inwestycyjnych występuje w trzech poniższych kategoriach:

- Rozwój sieci niezbędny dla przyłączania OZE, magazynów ee, e-mobility (w tym zwiększenie przepustowości sieci) ze wzrostem o ponad 130 %,
- Zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową z wzrostem o ponad 50 %,
- Cyfryzacja i automatyzacja z wzrostem o ponad 90%

i wynika odpowiednio z:

- konieczności przygotowania sieci do zwiększonej absorpcji energii z OZE,
- obowiązku realizacji celów PEP 2040 w ramach której wskaźniki jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE powinny ulegać stałej poprawie (dla SAIDI wyznaczono cel 85 min./odbiorcę) oraz powinno nastąpić zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE;
- przyspieszenia procesu stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową), co wraz z wdrażanymi rozwiązaniami z zakresu zwiększania

⁴ pozycja może ulec zmianie po określeniu stanowiska Prezesa URE co do zakresu możliwości stosowania art. 13 ust 7 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej

elastyczności sieci umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii.

Scenariusz - Inwestycje PEP 2040 zapewnią realizację kluczowych elementów Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., w tym w szczególności:

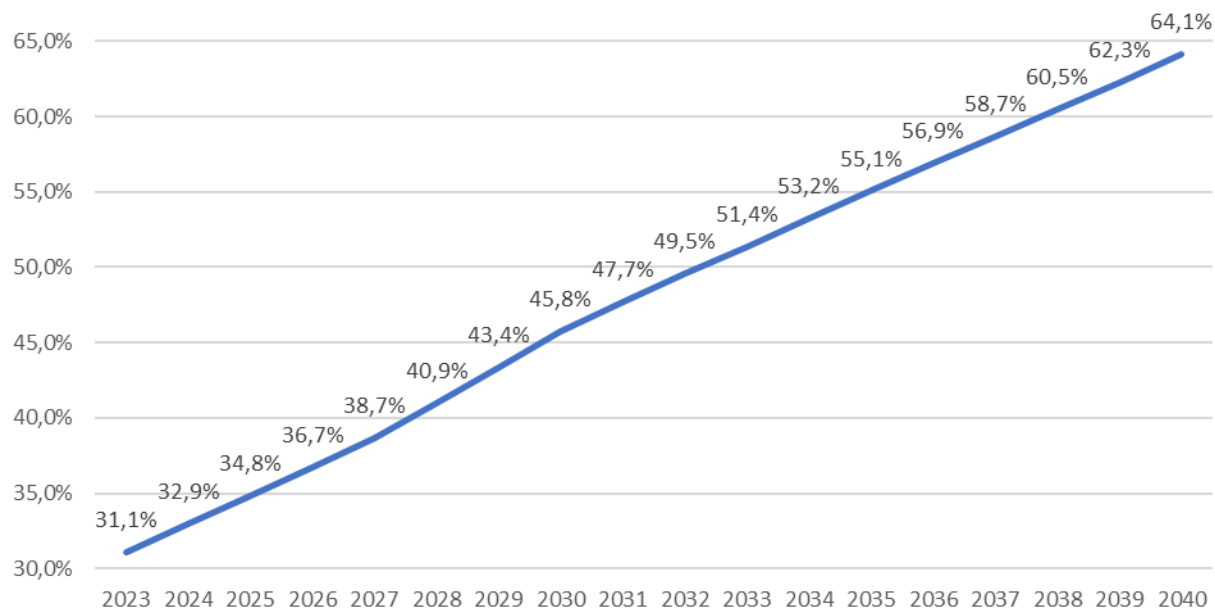
- umożliwi wzrost mocy zainstalowanej OZE znacznie ponad moc zdefiniowaną w PEP 2040 tj. do mocy 69,6 GW, przy czym moce OZE w PEP 2040 zostały wyznaczone dla całego KSE;
- osiągnięcie średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat (osiągnięcie średniego wieku majątku u OSD w przedziale od 17,21 do 25,01 lat (średnio 22,91 lat) w perspektywie roku 2030 oraz w przedziale od 12,37 do 21,50 lat (średnio 18,30 lat) w perspektywie roku 2040);
- zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE (osiągnięcie udziału linii kablowych w liniach SN w przedziale od 37,0 % do 56,0 % ⁵(średnio 45,8 % z uwzględnieniem wszystkich OSD) w perspektywie roku 2030 oraz w przedziale od 60,0 % do 73,8 %⁶ (średnio 64,1 % z uwzględnieniem wszystkich OSD) w perspektywie roku 2040);
- zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji;
- wyposażenie systemów oraz linii SN i nn w urządzenia diagnostyki i analizy pracy sieci;
- wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci;
- stałą poprawę wskaźników jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE do poziomu 85 min./odb. w 2030 r.;
- wdrożenie systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej;
- przyczyni się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową), co wraz z wdrażanymi rozwiązaniami z zakresu zwiększania elastyczności sieci umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii.

Dodatkowe kluczowe elementy Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.:

- spełnienie wymagania polityki: „zapewnienie przez OSD liczbę pracowników i sprzętu odpowiednich dla zapewnienia standardów określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, powinno być uwzględnione w polityce taryfowej w ramach przenoszenia uzasadnionych kosztów pracy dla OSD.

⁵ bez uwzględnienia Stoen Operator

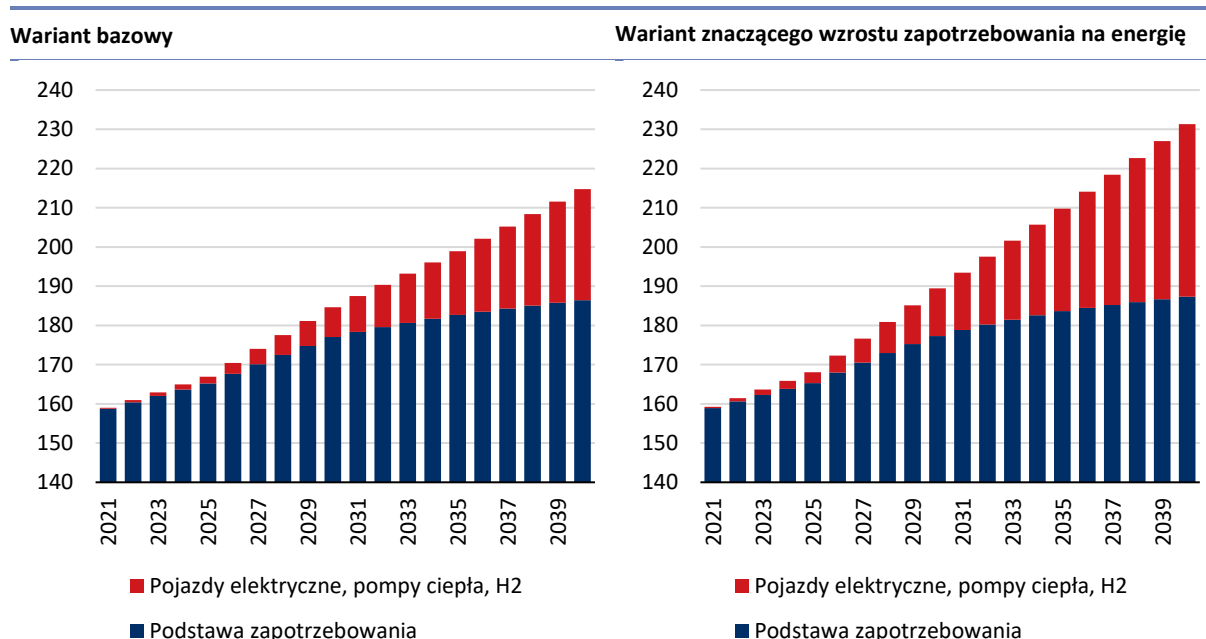
⁶ j.w.

Zmiana udziału linii kablowych w sieciach SN wszystkich OSD dla Scenariusza - Inwestycje PEP 2040

Przewidywane zmiany stanu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i moc

Biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozę zużycia energii finalnej, przy uwzględnieniu makroczynn timerów wpływających na strukturę zużycia energii, OSP przygotował prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE w dwóch wariantach, które adresują potencjalne scenariusze rozwoju otoczenia. Pierwszy z nich to wariant bazowy, drugi zakłada znaczący wzrost zapotrzebowania na energię. Warianty te zostały przedstawione na poniższych wykresach.



* H2 – zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z produkcji wodoru

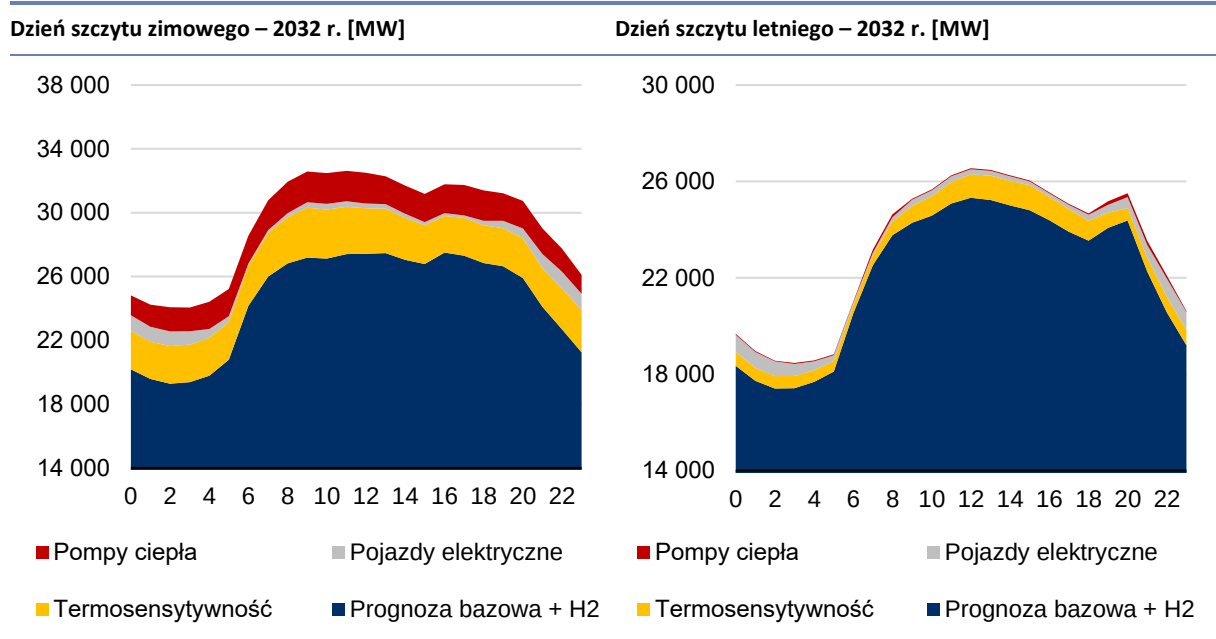
Rys. 1. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną netto⁷ w latach 2021-2040 [TWh]

Prognoza zapotrzebowania na moc

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

Na poniższym rysunku przedstawiono profile dobowe zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia w zimie oraz w lecie w podziale na składowe w roku 2032. Profile dotyczą wariantu bazowego. Składowa termosensytywności obrazuje wpływ skrajnych warunków pogodowych w stosunku do warunków normalnych.

⁷ Wyznaczone jako średnia z lat klimatycznych 1982 - 2019



Rys. 2. Profil zapotrzebowania na moc w dobie szczytowej

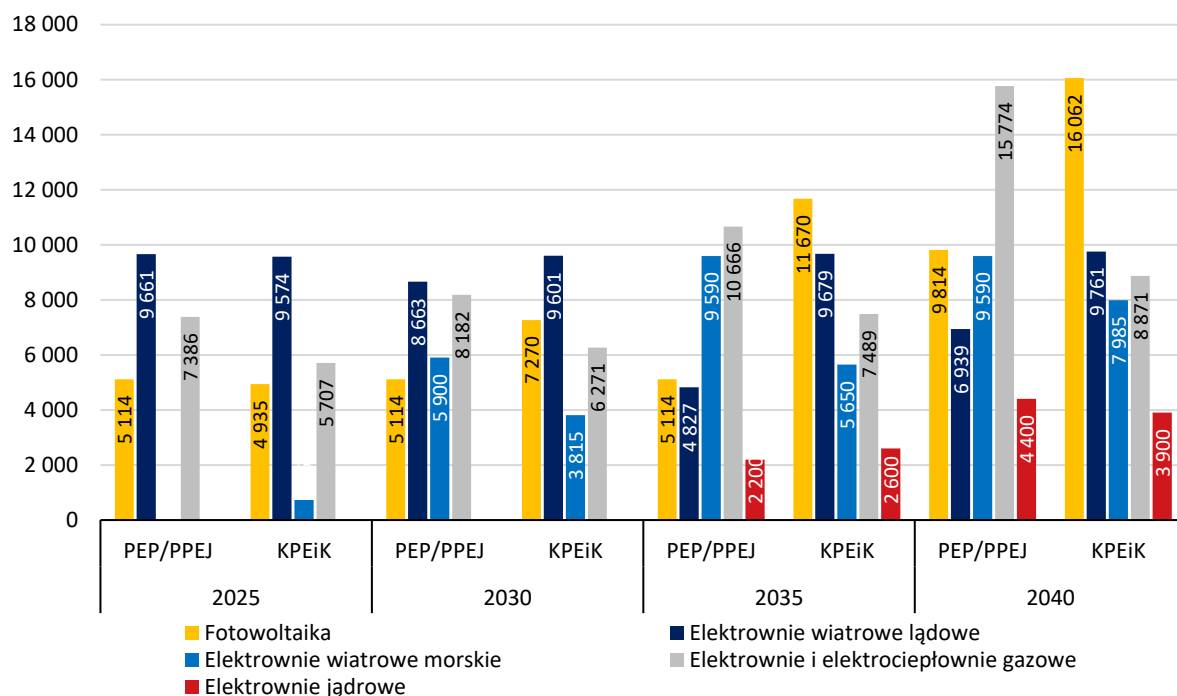
Przewidywane zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej

Aktualne dokumenty strategiczne określające kierunek zmian w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, to:

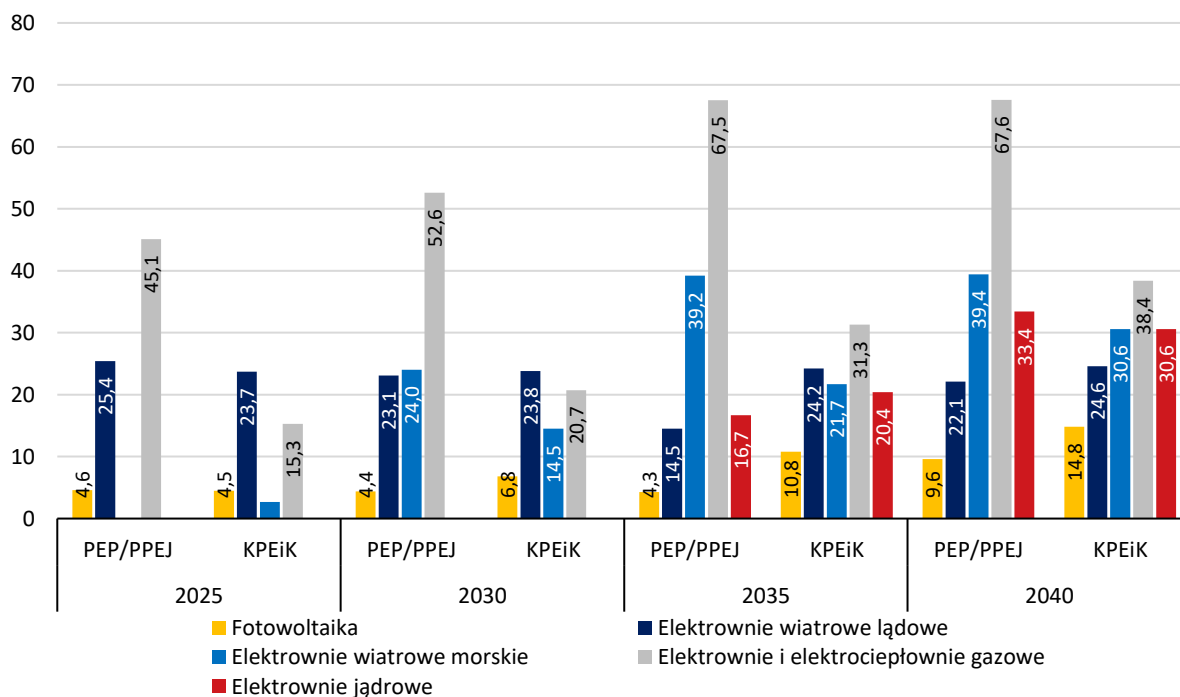
- **Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK)**
Przekazany do Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r.
- **Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych**
Uchwalona przez Sejm w dniu 17 grudnia 2020 r.
- **Polityka Energetyczna Polski 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/PPEJ⁸ 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.

⁸ PEP oraz PPEJ zawierają takie same prognozy mocy osiągalnej poszczególnych technologii



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



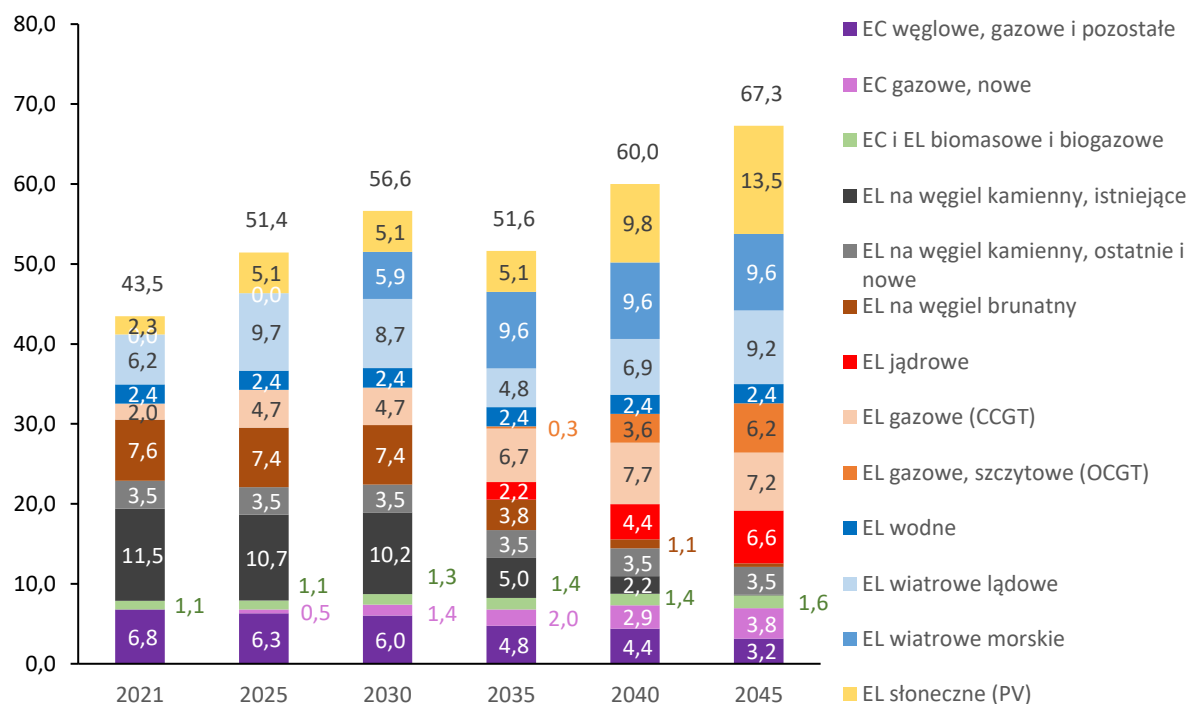
Rys. 4. Porównanie produkcji energii elektrycznej brutto wg technologii w PEP/PPEJ oraz KPEiK do 2040 roku [TWh]

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

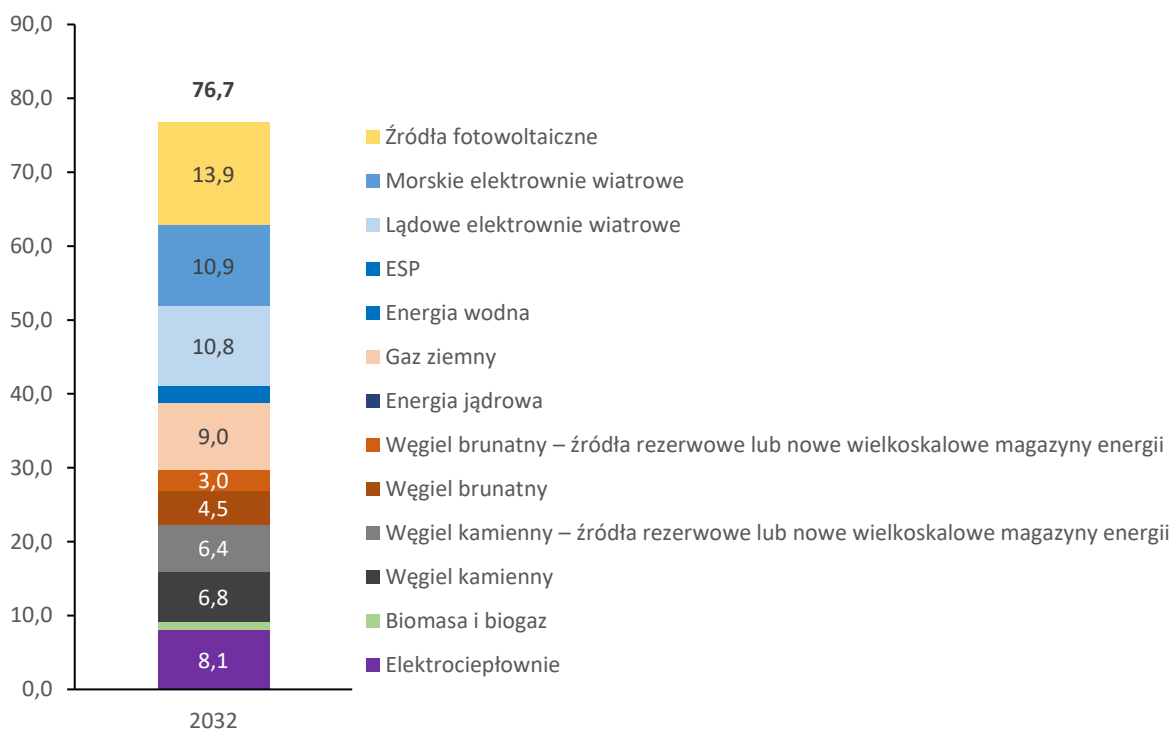
– ich udział w mocy zainstalowanej netto ulegnie redukcji do ok. 20% w 2040 roku. Wzrośnie wyraźnie udział OZE (głównie z elektrowni wiatrowych i słonecznych) w wytwarzaniu energii elektrycznej osiągając poziom ok. 32% w 2030 r. i 40% w 2040 r. Spodziewany jest również istotny wzrost udziału jednostek 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.

Niezależnie od powyższego, aktualnie obserwowane trendy wskazują na to, że przyrost mocy zainstalowanej OZE istotnie wyprzedza założenia strategiczne i zgodnie z oceną OSP w roku 2030 łączna zainstalowana moc źródeł fotowoltaicznych oraz wiatrowych na lądzie i morzu może przekroczyć 45 GW. Przełoży się to na możliwości wytwarzania w KSE energii elektrycznej z OZE w wielkości ponad 100 TWh rocznie, co odpowiadać będzie ponad połowie zapotrzebowania całego systemu.

Na rysunkach poniżej przedstawiono skumulowane wykresy struktury mocy zainstalowanej źródeł w KSE zgodnie z PEP/PPEJ w latach 2021 – 2045 oraz zgodnie z założeniami OSP (na potrzeby opracowania Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej) w roku 2032.



Rys. 5. Struktura mocy zainstalowanej wg technologii w PEP/PPEJ do 2050 roku [GW]



Rys. 6. Zakładana przez OSP struktura mocy zainstalowanej wg technologii w roku 2032 [GW], na potrzeby opracowania Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej

Przedstawiona powyżej struktura mocy zainstalowanej w KSE w roku 2032, przy przewidywanym zapotrzebowaniu na energię elektryczną przełoży się na udział OZE w miksie energii elektrycznej na poziomie 49 %, tj. znacznie wyższym od poziomu uwzględnionego w aktualnych dokumentach strategicznych. W tabeli poniżej przedstawiono symulowaną strukturę produkcji energii elektrycznej w KSE w roku 2032 przy różnych cenach uprawnień do emisji CO₂.

Tab. 1. Symulowana struktura produkcji energii elektrycznej w KSE w roku 2032 w wariantcie bazowym, bez uwzględnienia wymiany transgranicznej

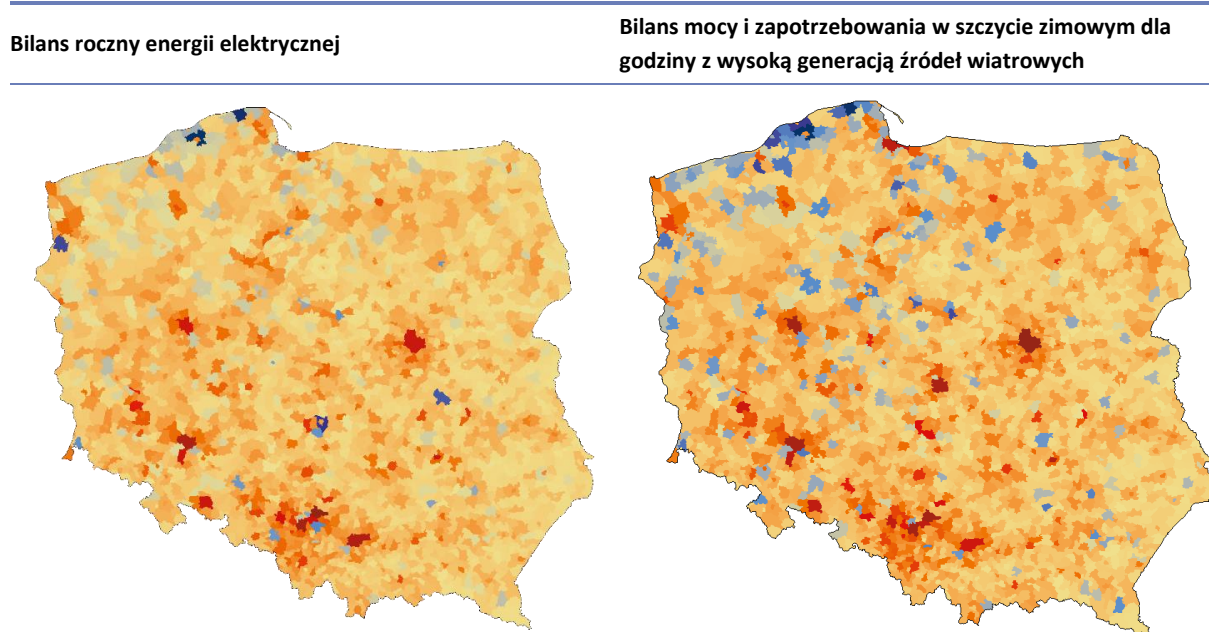
Cena uprawnień do emisji CO ₂	60€/tCO ₂		100€/tCO ₂		150€/tCO ₂	
Źródło paliwa	TWh/rok	Udział	TWh/rok	Udział	TWh/rok	Udział
Węgiel kamienny	28,5	14,1%	30,2	14,9%	30,6	15,1%
Węgiel brunatny	17,8	8,8%	9,8	4,8%	7,9	3,9%
Gaz ziemny	53,3	26,4%	59,6	29,4%	61,0	30,1%
OZE (możliwa do wprowadzenia do sieci /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

We wszystkich wskazanych powyżej wariantach zaobserwowano, że w 2032 roku źródła OZE mogłyby dostarczyć 108,1 TWh energii elektrycznej, co wynika z ilości ich mocy zainstalowanej oraz prognozowanej dostępności energii pierwotnej. 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 (dając ww. udział 49%). Ponadto w niewielkim stopniu zależy ona od ceny uprawnień do emisji. Skutkować to będzie koniecznością eksportu lub magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE. Dodatkowo, w istotnym zakresie będzie wpływało to na funkcjonowanie KSE, wymuszając zwiększenie dynamiki procesów zarządzania pracą systemu oraz posiadanie stosowej infrastruktury dla realizacji tych procesów. Będzie to stanowiło wyzwanie dla zachowania odpowiedniego poziomu niezawodności dostaw.

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 rysunku poniżej.



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

Rys. 7. Rozkład przestrzenny generacji i zapotrzebowania w podziale na gminy – 2032 r.

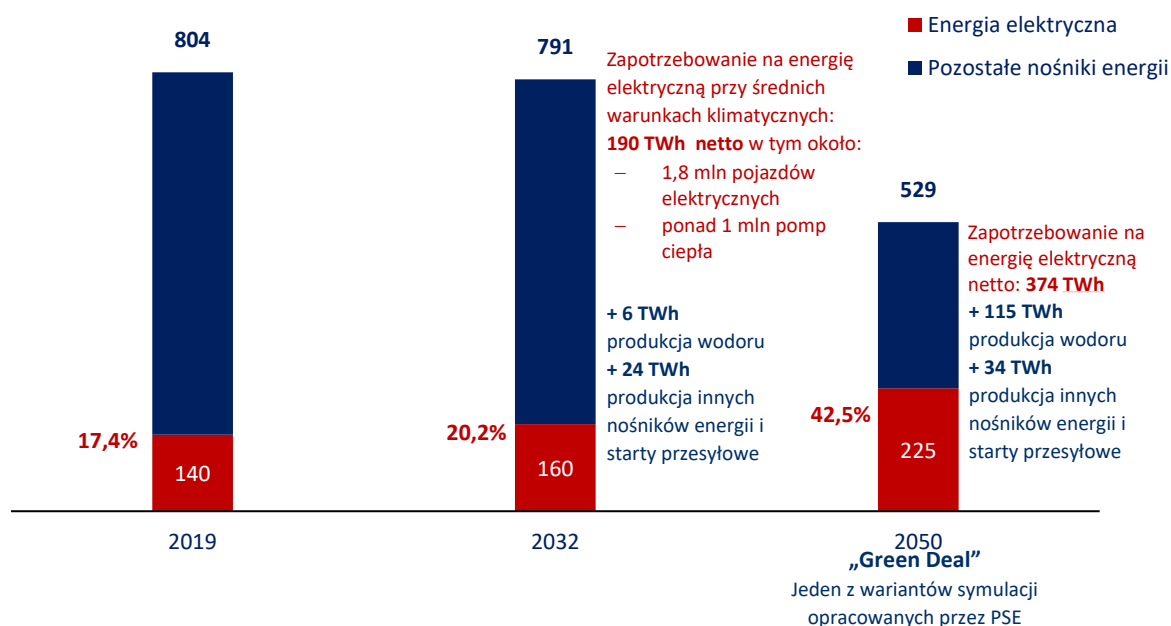
Zarówno w przypadku rozkładu rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i przykładowego chwilowego rozkładu zapotrzebowania na moc charakteryzującego się wysoką generacją źródeł wiatrowych, wyraźnie zauważalna jest zmiana koncentracji generacji z obszaru południowego w stronę obszaru północno-zachodniego. 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. Często będzie występował przepływ mocy z północy na południe, a częstość ta będzie rosła wraz z rozwojem zasobów mocy w północnej części Polski. Ponadto, kierunek przepływu mocy będzie charakteryzował się dużą i istotną zmiennością w zależności od rozkładu

generacji w danej chwili. Wciąż będzie istniała potrzeba „klasycznego” rozwoju sieci adresującego zmiany w geograficznym rozkładzie zapotrzebowania na moc oraz jej generacji, a także odpowiadające na dodatkowe zapotrzebowanie na moc w KSE. Rozwój ten będzie polegał m. in. na budowie nowych stacji zasilających NN/WN oraz sieci dystrybucyjnych zapewniających ich właściwe powiązanie z systemem. Będzie to niezbędne dla zapewniania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw do odbiorców.

Zmiana roli energii elektrycznej w bilansie energetycznym

Obecnie, sektory energochłonne oraz ciepłownictwo, komunalne i indywidualne, są w dużym stopniu zależne od paliw kopalnych, natomiast bezpośrednie zużycie energii elektrycznej na zaspokojenie innych procesów energetycznych nie jest znaczące. Dla Polski w 2019 r. tylko 17,4% zużycia energii finalnej stanowiła energia elektryczna. Energia ta była podstawowo używana na potrzeby zasilania urządzeń elektrycznych oraz oświetlenia, natomiast w niewielkim stopniu używana była na potrzeby pozostałych procesów, w szczególności ogrzewania oraz transportu. Wykorzystanie na szeroką skalę energii elektrycznej na potrzeby zarówno transportu, ogrzewania jak i produkcji w przemyśle będzie wymagało implementacji wielu nowych technologii, jak i określenia ram prawnych ułatwiających ich rozwój. Wdrożenie na szeroką skalę integracji sektorowej diametralnie zmieni strukturę używanej energii finalnej.

Według analiz przeprowadzonych przez OSP, konsumpcja finalna energii w Polsce może spaść do 2050 roku o około 35% głównie dzięki wzrostowi efektywności energetycznej i zmianom trendów konsumpcji. Jednocześnie zużycie finalne i udział energii elektrycznej znacznie wzrośnie z obecnych 17,4% do 42,5%, a to dzięki odejściu od zużycia paliw kopalnych. Ponadto symulacje dekarbonizacji produkcji, zakładające wielkoskalowe wykorzystanie źródeł OZE wskazują na wymagany, bardzo duży wolumen magazynów energii. Straty związane z magazynowaniem energii odnawialnej w instalacjach typu Power-to-Power mogą przekroczyć 100 TWh rocznie, co będzie zwiększało finalne zapotrzebowanie na energię elektryczną. Według wstępnych, wewnętrznych analiz PSE S.A., zapotrzebowanie na energię elektryczną 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.



Aby zapewnić znaczącą redukcję emisji CO₂ 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 (wytworzenia, 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. Będzie to wymagać szeregu inwestycji sieciowych na poziomie zarówno OSD, jak i OSP. Ponadto, rozproszenie źródeł wytwórczych oraz ich ograniczona sterowalność wymagać będzie szerokiej wymiany informacji pomiędzy OSP a OSD w zakresie mocy i rodzajów zainstalowanych źródeł oraz ich bieżącej produkcji.

Kierunek zmian w związku aktualną sytuacją międzynarodową

Przedstawione powyżej kierunki zmian i potrzeby inwestycyjne uwzględniają wyłącznie obowiązujące regulacje prawne i trendy obserwowane w ostatnich latach. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje tzw. „taksonomia”, jak i projekt pakietu regulacji nazywany potocznie „fit for 55”, to dwa kluczowe w ostatnim czasie dokumenty mające za zadanie realizację celów klimatycznych Unii Europejskiej zaplanowanych na 2030 r. Realizacja tych celów będzie skutkowałą zwiększeniem tempa transformacji energetycznej w całej Europie, a co za tym idzie, dodatkowym zwiększeniem wyzwań czekających operatorów systemów elektroenergetycznych.

Ponadto, nowa sytuacja geopolityczna w Europie po 24 lutego br. wynikająca z agresji Rosji na Ukrainę poważnie zakłóciła równowagę światową i zmieniła spojrzenie na kwestie energetyczne. Spowodowała tym samym dążenie krajów UE do jak najszybszego zmniejszenia zależności od importu paliw kopalnych z Rosji. Podstawą tej decyzji są wysokie ceny energii i zwiększone obawy dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, które uwiadamiają nadmierną zależność krajów UE od importu gazu, ropy naftowej i węgla. Jako odpowiedź na powyższe problemy przedstawiony został opublikowany w maju br. przez Komisję Europejską plan REPowerEU, który ma na celu szybkie zmniejszenie zależności od rosyjskich paliw kopalnych poprzez jeszcze wyższe tempo transformacji w kierunku czystej energii oraz zapewnienie bezpieczeństwa systemu energetycznego poprzez zwiększenie jego odporności na czynniki zewnętrzne. W nowej rzeczywistości zużycie gazu w UE ma szybko maleć, co ograniczy rolę gazu jako paliwa przejściowego i również nie pozostanie bez wpływu na potrzeby inwestycyjne w zakresie sieci elektroenergetycznych.

REPowerEU zakłada, że przyszła transformacja energetyczna będzie podstawowo polegała na elektryfikacji na masową skalę oraz na rozwoju odnawialnych źródeł energii. Kluczowym elementem elektryfikacji w najbliższych latach mają być pompy ciepła, które pozwolą ograniczyć wykorzystanie gazu ziemnego w celach grzewczych. Urządzenia te charakteryzują się wysoką efektywnością energetyczną, co doskonale wpisuje się w cele stawiane przez KE. Ich rozwój wiąże się jednak z wysokim wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną. Dodatkowo, w celu przyśpieszenia wymiany źródeł ciepła w gospodarstwach domowych, planowane jest wcześniejsze wstrzymanie wsparcia w postaci dotacji na kotły opalane paliwami kopalnymi oraz ostatecznie wprowadzenie zakazu wykorzystania takich źródeł ciepła.

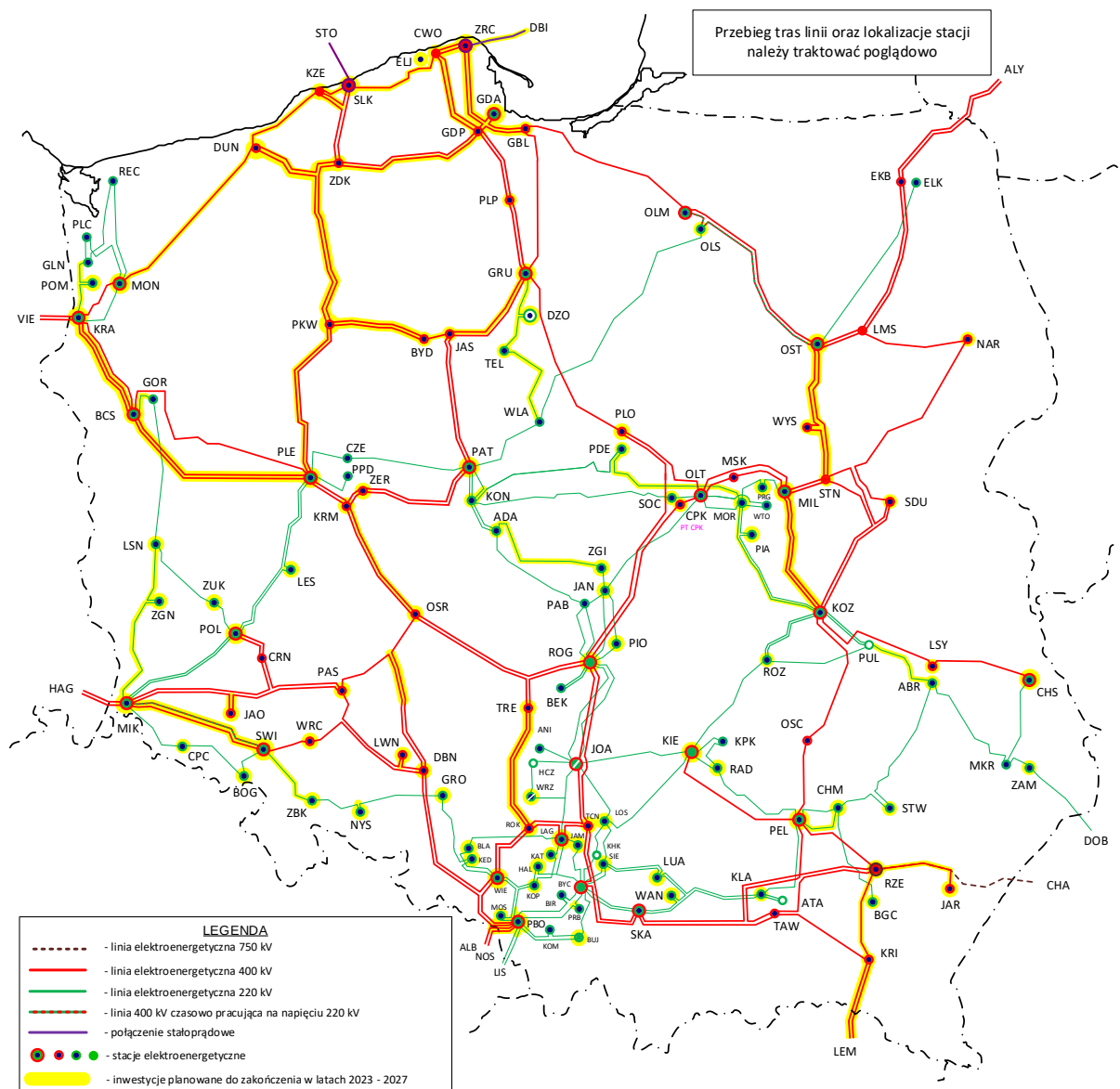
Kolejnym elementem mającym wpływ na system elektroenergetyczny będzie przyspieszenie wdrażania nowych technologii opartych na zielonym wodorze. Wykorzystanie tego paliwa będzie miało zasadnicze znaczenie dla zastąpienia gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej w gałęziach przemysłu i w transporcie, w których trudno obniżyć emisyjność. REPowerEU określa cel na poziomie 10 mln ton wewnętrznej produkcji wodoru odnawialnego i 10 mln ton przywozu wodoru odnawialnego do 2030 r.

Przytoczone planowane zmiany w sektorze energii jednoznacznie wskazują, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w najbliższej przyszłości będzie znacząco rosło, a co za tym idzie będzie wiązać się to z koniecznością wielu inwestycji wzmacniających infrastrukturę elektroenergetyczną – zarówno sieć przesyłową jak i dystrybucyjną.

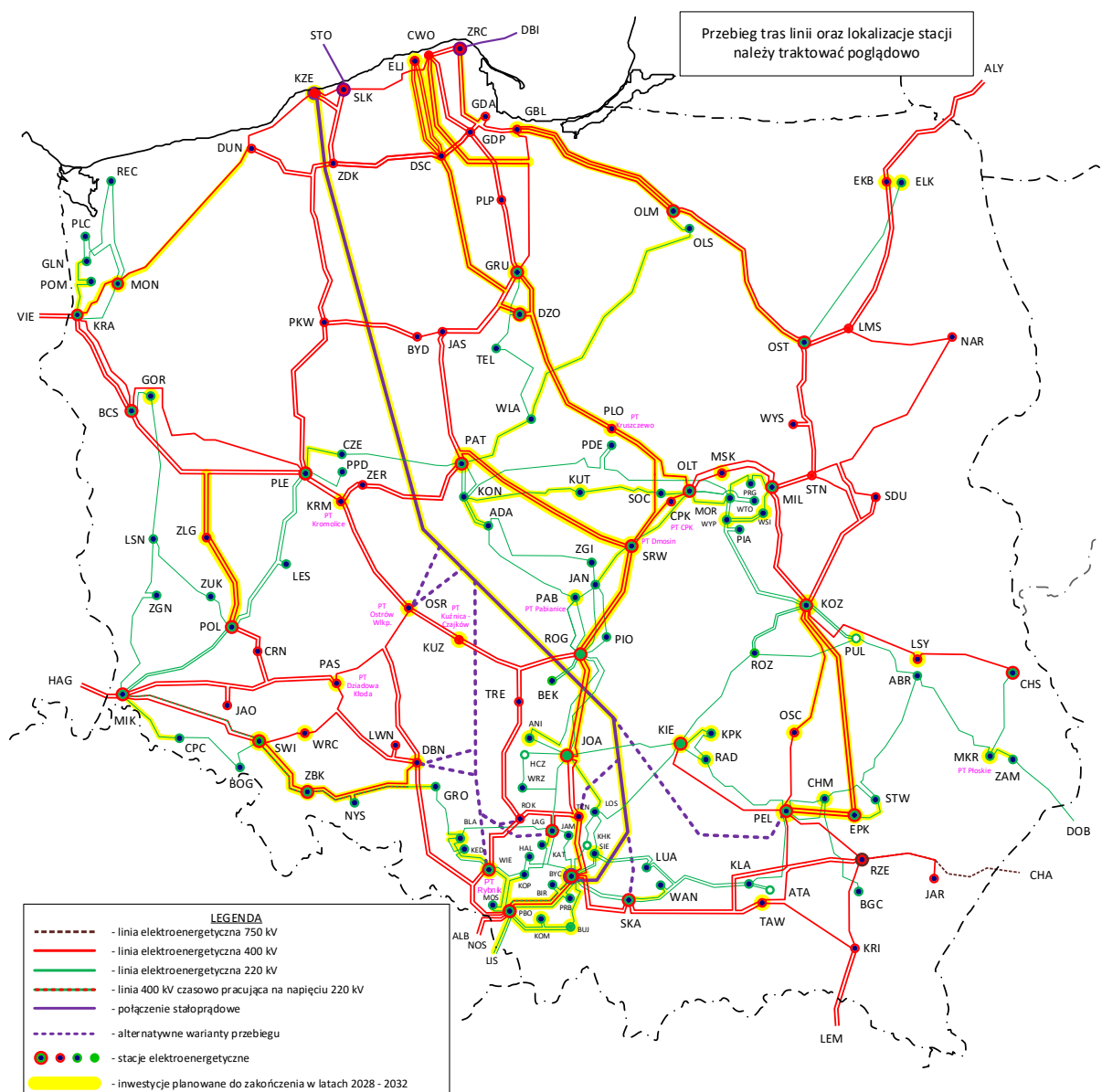
Rozwój sieci przesyłowej

Wszystkie opisane powyżej uwarunkowania skutkują potrzebą znacznej rozbudowy sieci przesyłowej oraz koniecznością poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych. Co istotne – rozbudowa sieci elektroenergetycznej jest warunkiem koniecznym do tego aby transformacja energetyczna mogła być kontynuowana. Bez zaplanowania odpowiedniej przebudowy sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych, system elektroenergetyczny nie będzie w stanie sprostać stawianym przed nim wyzwaniom. Z drugiej strony – przy odpowiednim planowaniu i poniesieniu wymaganych nakładów inwestycyjnych – możliwa będzie realizacja opisanych powyżej scenariuszy dotyczących zmian w zapotrzebowaniu i wytwarzaniu energii elektrycznej, w taki sposób aby sieć elektroenergetyczna nie była barierą do rozwoju i zmian.

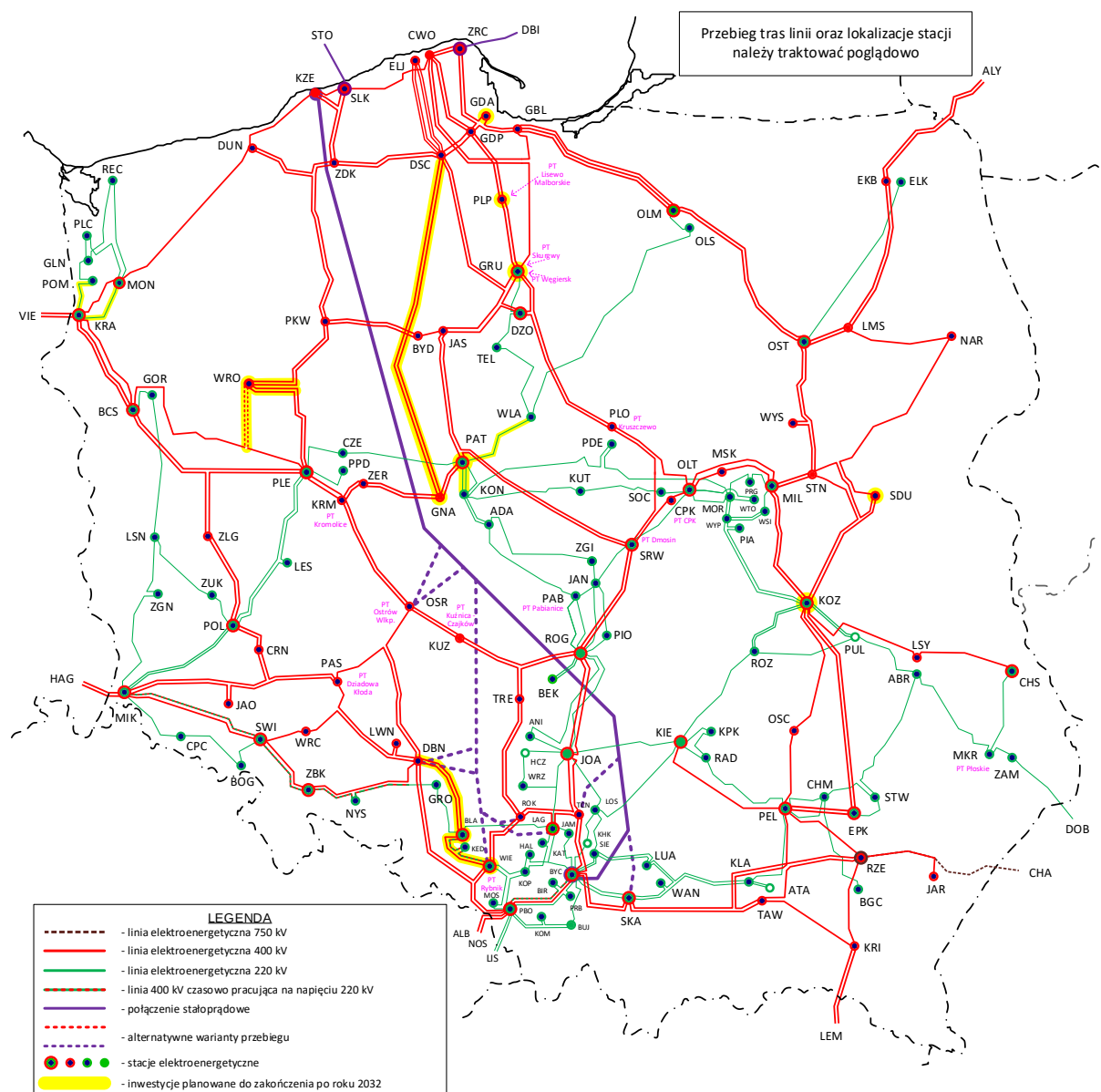
Na poniższych rysunkach przedstawiono schemat sieci przesyłowej z zaznaczonymi inwestycjami planowanymi w latach 2023 – 2027, 2028 – 2032 i po roku 2032 oraz podsumowanie szacowanych nakładów inwestycyjnych w latach 2023 – 2036.



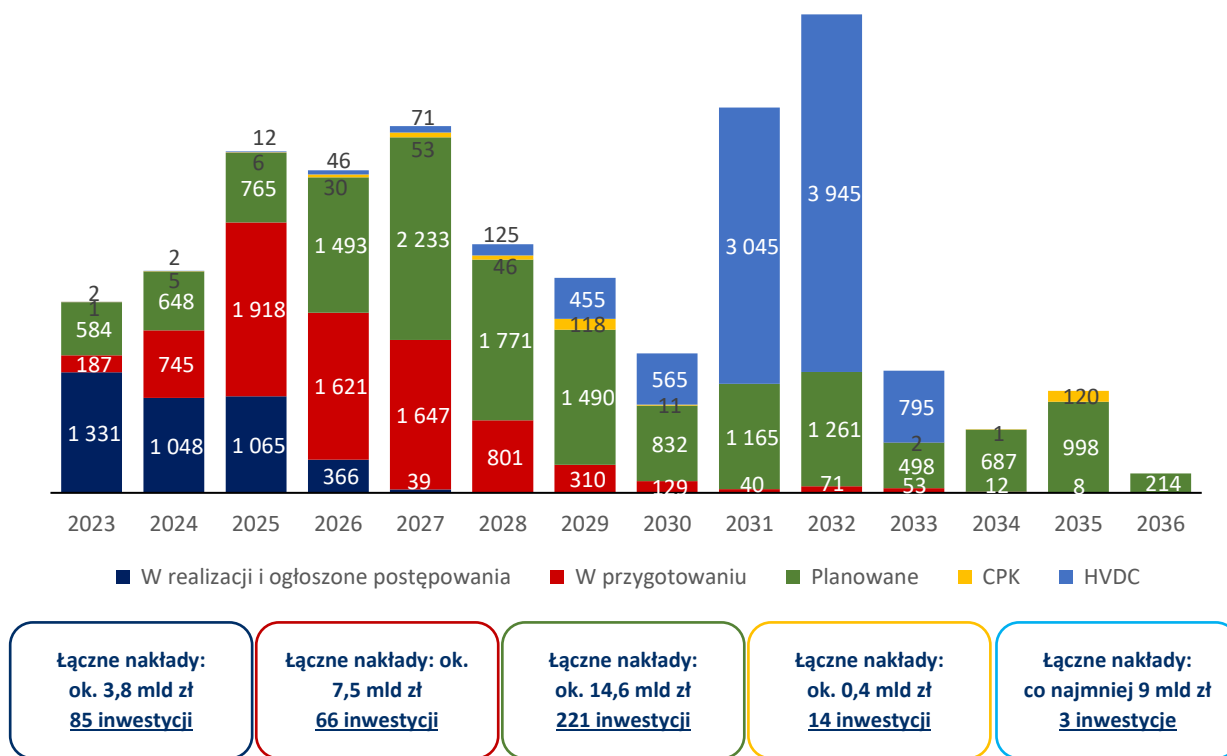
Rys. 8. Schemat sieci przesyłowej – inwestycje w latach 2023 – 2027



Rys. 9. Schemat sieci przesyłowej – inwestycje w latach 2028 – 2032



Rys. 10. Schemat sieci przesyłowej – inwestycje po roku 2032



*Stan na 07.04.2022 r., wg cen stałych roku 2021

Rys. 11. Podsumowanie szacowanych nakładów inwestycyjnych na sieć przesyłową w latach 2023 – 2036*

Podkreślenia przy tym wymaga, że wskazane powyżej inwestycje i nakłady finansowe nie obejmują działań po stronie OSD, które będą wymagane dla dostosowania sieci dystrybucyjnych do zmian zachodzących w sieci przesyłowej. W tej sytuacji, realizując wymaganą rozbudowę sieci przesyłowej konieczne będzie zapewnienie odpowiedniej synchronizacji planów inwestycyjnych różnych przedsiębiorstw energetycznych oraz odpowiednich środków finansowych.

Prognozowana moc OZE i odbiorców przyłączanych do sieci w perspektywie do 2030 r.

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, a także prognozy na bazie obecnych trendów, 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, iż 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 ograniczonym stopniu wpływają na poprawę bilansu mocy. Biorąc pod uwagę ich charakterystyki dostarczania mocy, korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (KWD)⁹, 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%.

Analizując na potrzeby niniejszego dokumentu niezbędne nakłady na sieć dystrybucyjną, koniecznym było oszacowanie prognozowanej mocy z odnawialnych źródeł energii do przyłączenia do sieci w perspektywie do roku 2030.

Założenia przyjęte dla oszacowania prognozy mocy przyłączanej do sieci OSD w zakresie OZE i odbiorców w perspektywie 2030 r.:

- moc przyłączeniową odbiorców jak i źródeł w sieci OSD oszacowano na podstawie już zawartych umów o przyłączenie i wydanych warunków przyłączenia oraz wyznaczonych na tej podstawie trendów w perspektywie do roku 2030;
- ze względu na zmianę systemu rozliczeń prosumentów po I kwartale 2022 r. oraz wprowadzenie prosumenta zbiorowego, prognozy przygotowano z uwzględnieniem i bez uwzględnienia przyłączania mikroinstalacji;

⁹ 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.

- w przypadku mikroinstalacji przyjęto uwzględniając z jednej strony ze względu na zmianę systemu rozliczeń prosumentów w 2022 r., z drugiej wprowadzenie prosumenta zbiorowego, prognozowaną moc zainstalowaną przyłączanych mikroinstalacji na poziomie 75% mocy przyłączanych w ostatnich trzech latach, czyli na poziomie blisko 1,3 GW rocznie;
- prognozowane przez OSD moce zainstalowane OZE nie uwzględniają mocy źródeł przyłączanych do sieci PSE, w tym farm wiatrowych na morzu.

Prognozowana moc zainstalowana OZE w sieci OSD: Scenariusz Inwestycje konieczne

Moc zainstalowana OZE w sieci OSD (wg stanu na 31.12.2021r.) wynosi 15,7 GW, przy czym:

- moc źródeł wiatrowych: 6,7 GW, co stanowi 42,5 % łącznej mocy
- moc źródeł fotowoltaicznych: 7,8 GW (w tym prosumenci 6,0 GW), co stanowi 49,5 % łącznej mocy
- moc źródeł pozostałych: 1,2 GW, co stanowi 8,0 % łącznej mocy

Prognozowana moc zainstalowana OZE w sieci OSD na koniec roku 2030 (z uwzględnieniem prosumentów) wynosi 51,6 GW, przy czym:

- moc źródeł wiatrowych: 14,2 GW, co stanowi 27,5 % łącznej mocy
- moc źródeł fotowoltaicznych: 35,5 GW (w tym prosumenci 17,4 GW), co stanowi 68,9 % łącznej mocy
- moc źródeł pozostałych: 1,9 GW, co stanowi 3,6 % łącznej mocy

Prognozowana moc zainstalowana OZE w sieci OSD: Scenariusz Inwestycje PEP 2040

Moc zainstalowana OZE w sieci OSD (wg stanu na 31.12.2021r.) wynosi 15,7 GW, przy czym:

- moc źródeł wiatrowych: 6,7 GW, co stanowi 42,5 % łącznej mocy
- moc źródeł fotowoltaicznych: 7,8 GW (w tym prosumenci 6,0 GW), co stanowi 49,5 % łącznej mocy
- moc źródeł pozostałych: 1,2 GW, co stanowi 8,0 % łącznej mocy

Prognozowana moc zainstalowana OZE w sieci OSD na koniec roku 2030 z uwzględnieniem prosumentów wynosi 69,6 GW, przy czym:

- moc źródeł wiatrowych: 18,4 GW, co stanowi 26,4 % łącznej mocy
- moc źródeł fotowoltaicznych: 48,7 GW (w tym prosumenci 17,4 GW), co stanowi 70,0 % łącznej mocy
- moc źródeł pozostałych: 2,5 GW, co stanowi 3,6 % łącznej mocy

Prognozowana moc odbiorców przyłączanych do sieci OSD w latach 2023-2030 wynosi 38,8 GW.

W tabeli poniżej zamieszczono dane dotyczące mocy przyłączonych OZE do sieci OSP i OSD, z zawartymi umowami o przyłączenie i w wydanych warunkach przyłączenia (wg stanu na 31 grudnia 2021 r.).

	Moc źródeł wiatrowych [w GW]	Moc źródeł PV [w GW]	Moc źródeł pozostałych [w GW]	ŁĄCZNIE [w GW]
Moc OZE przyłączona do sieci OSD*	6,7	7,8 (w tym prosumenci 6,0)	1,2	15,7
Moc OZE w zawartych umowach o przyłączenie do sieci OSD*	3,1	4,8	0,9	8,8
Moc OZE w wydanych warunkach przyłączenia do sieci OSD*	1,2	7,1	0,5	8,8
Moc OZE będąca sumą ww.*	11,0	19,7	2,6	33,3
Moc OZE przyłączona do sieci OSP	1,4	0,0	0,3	1,7
Moc OZE w zawartych umowach o przyłączenie do sieci OSP	9,6	0,9	0,0	10,5
Moc OZE w wydanych warunkach przyłączenia do sieci OSP	0,5	0,5	0,0	1,0
Moc OZE będąca sumą ww.	11,5	1,4	0,3	13,2
Moc OZE przyłączona do sieci OSD i OSP*	8,1	7,8 (w tym prosumenci 6,0)	1,5	17,4
Moc OZE w zawartych umowach o przyłączenie do sieci OSD i OSP*	12,7	5,7	0,9	19,3
Moc OZE w wydanych warunkach przyłączenia do sieci OSD i OSP*	1,7	7,6	0,5	9,8
Moc OZE będąca sumą ww.*	22,5	21,1	2,9	46,5

* Wg stanu na 31.12.2021 r. - dane nie obejmują mocy prosumentów przyłączanych po 2021 r. w związku z tym, że proces przyłączania prosumentów realizowany jest w większości w trybie zgłoszenia

Aspekty taryfowe i finansowe inwestycji

Wobec faktu, iż przeprowadzone analizy wykazały znaczne potrzeby w zakresie finansowania inwestycji OSD – zarówno w scenariuszu Inwestycje konieczne, jak i Scenariuszu Inwestycje PEP2040, **końcowa analiza wpływu finansowania inwestycji na wzrost stawek i opłat taryfowych OSD zamieszczona w niniejszym dokumencie ograniczyła się do określenia tego wpływu jedynie dla scenariusza o niższych nakładach, tj. dla Scenariusza Inwestycje konieczne.**

Do wyliczeń przyjęto uproszczony model źródeł finansowania Inwestycji Koniecznych na poziomie **129 533 mln zł.**

Uproszczony model finansowania Inwestycji koniecznych zakłada następujące źródła finansowania:

- opłaty za przyłączenie (jako pochodną nakładów inwestycyjnych),
- zwrot z zaangażowanego kapitału będący również pochodną nakładów z wykorzystaniem WACC od 2023 w wysokości wynikającej z bieżących notowań obligacji wpływających na stopę wolną od ryzyka (przyjęto WACC stały w okresie 2023 – 2030),
- dotacje, które przyjęto na poziomie środków przewidywanych w obecnych projekcjach dla OSD w ramach nowej perspektywy wsparcia, powiększone w 2023 roku o obecnie pozyskane fundusze,
- założono, że amortyzacja (jako pochodna nakładów inwestycyjnych) stanowi element przychodu regulowanego.

Po uwzględnieniu kosztów finansowych od zaciągniętych pożyczek, kredytów na poziomie planowanym na koniec roku 2022 (w kolejnych latach na stałym poziomie) oraz CIT 19%, uzyskujemy poziom brakujących środków pieniężnych na sfinansowanie nakładów zgodnych z przyjętym scenariuszem.

Jednym z głównych wniosków wynikających z przeprowadzonych analiz jest konieczność ustalenia stabilnych i jednoznacznych zasad dotyczących poszczególnych elementów kształtujących przychód regulowany OSD będących pochodną nakładów inwestycyjnych, w tym w szczególności zwrotu z zaangażowanego kapitału m.in. poprzez określenie parametrów WACC oraz zapewnienie ich niezmienności w całym okresie zbieżnym z okresem, dla którego ma obowiązywać Karta Efektywnej Transformacji.

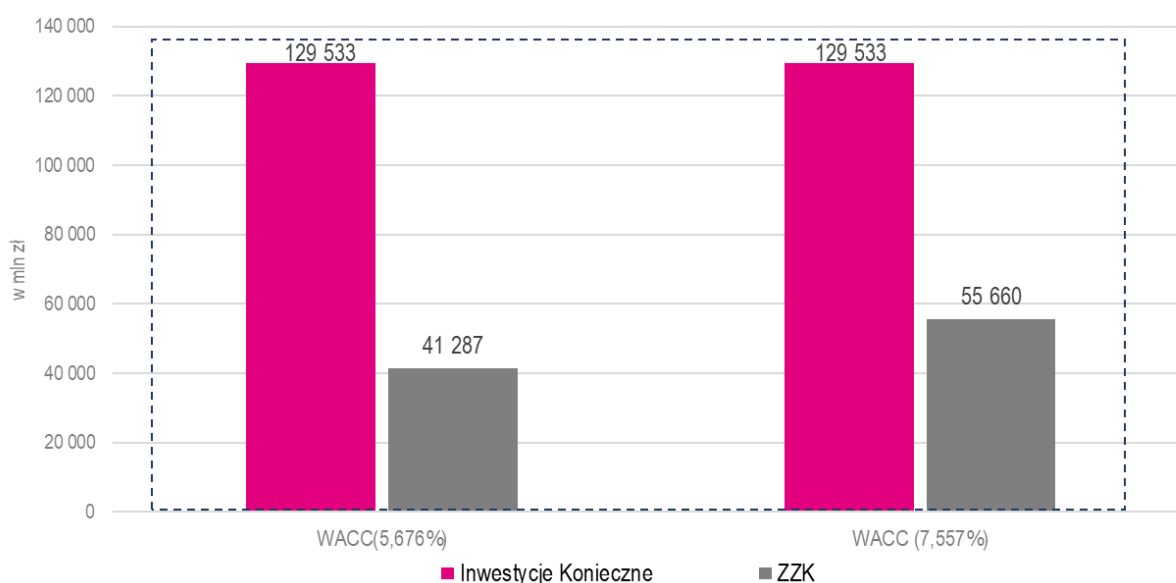
Do kalkulacji efektów Karty zaplanowano WACC standardowy w oparciu o takie elementy, jak okres obserwacji oprocentowania obligacji SP, premia za kapitał własny i obcy, udział kapitału własnego i obcego i asset beta, kształtujące poziom WACC obowiązujący w Taryfie OSD na rok 2022. Dodatkowo przedstawiono postulat, aby rozważyć ewaluację modelu w oparciu o zmiany premii za kapitał własny i obcy oraz asset beta. Stopa wolna od ryzyka została skalkulowana na poziomie bieżącego oprocentowania obligacji (z dnia 30 września 2022 r.). Przyjęto stały poziom WACC standardowego na okres 2023 – 2030 na poziomie 5,676%.

Co jednak należy podkreślić w obecnych realiach przy WACC na poziomie mniejszym niż 8,0%, OSD nie dysponują wystarczającymi środkami dla sfinansowania wielu istotnych i wymaganych przepisami prawa inwestycji podstawowych (przyłączanie odbiorców i wytwórców, odtwarzanie sieci) oraz strategicznych (m.in. program instalacji inteligentnych liczników), nie mówiąc już o modernizacji czy realizacji programu skablowania sieci. W ocenie autorów raportu minimalny poziom 8% WACC jest

niezbędny w obecnej sytuacji społeczno-politycznej w kraju i na świecie oraz będącej jej skutkiem sytuacji makroekonomicznej. Podkreślić należy również, że długotrwałe utrzymywanie się niskiej rentowności OSD obniża możliwości uzyskania niezbędnego finansowania zewnętrznego. Każdy mniejszy od 8% średnioważony koszt kapitału wymaga istotnego wsparcia OSD przez np. środki pomocowe.

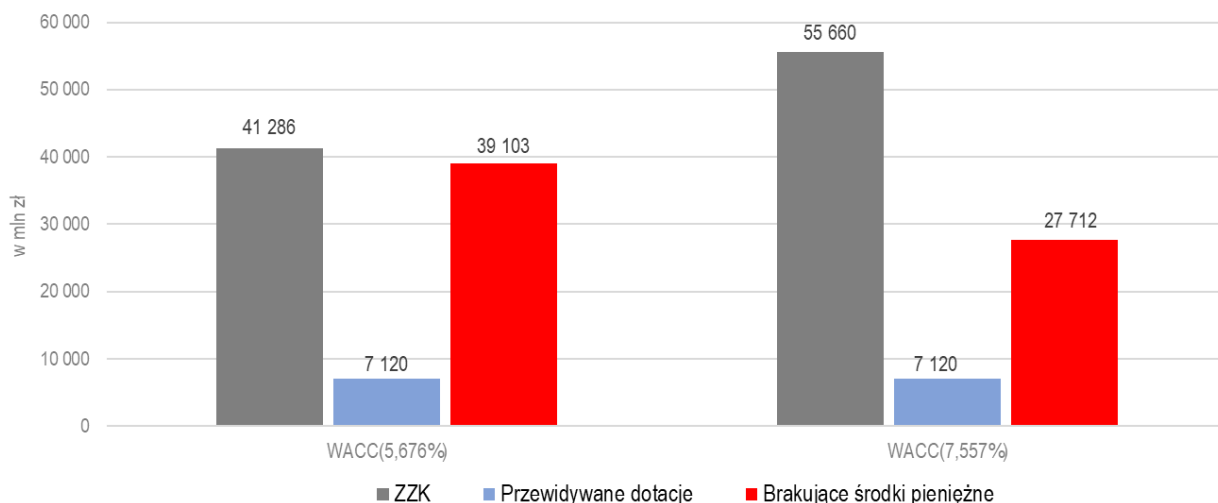
Poniższa tabela i wykres przedstawiają wysokość zwrotu z zaangażowanego kapitału w dwóch wariantach wobec wysokości inwestycji dla Scenariusza Inwestycje konieczne (po waloryzacji) dla pięciu największych OSD.

	Inwestycje Konieczne	Zwrot z zaangażowanego kapitału dla WACC 5,676%	Zwrot z zaangażowanego kapitału dla WACC 7,557%
Łącznie dla 5 OSD	129 533	41 287	55 660



Mając na względzie wysokość aktualnie prognozowanych dotacji dla OSD na lata 2023 – 2030 (na poziomie 7,1 mld zł), wyliczona została również wysokość brakujących środków na inwestycje dla dwóch poziomów WACC. Wyniki obliczeń prezentuje poniższa tabela i wykres:

[mln zł]	WACC 5,676%	WACC 7,557%
Dotacje (aktualna prognoza)	7 120	7 120
Brakujące środki pieniężne	39 103	27 712
SUMA	46 223	34 832



Na podstawie powyższych danych i analiz, skalkulowano średnioroczny wzrost stawki dystrybucyjnej dla wszystkich OSD z tytułu realizacji Scenariusza Inwestycje konieczne, dla dwóch poziomów WACC.

- 1) przy WACC standardowym 5,676% - przewiduje się średnioroczny wzrost stawki dystrybucyjnej dla 5 OSD na poziomie 4,15%

Zmiana średniej stawki	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	narastająco 2022-2030
łącznie dla 5 OSD	2,06%	4,26%	3,34%	4,46%	4,55%	4,74%	4,82%	4,98%	38,41%

- 2) przy WACC na poziomie 7,557% - przewiduje się średnioroczny wzrost stawki dystrybucyjnej dla 5 OSD na poziomie 5,17%

Zmiana średniej stawki	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	narastająco 2022-2030
łącznie dla 5 OSD	8,33%	4,66%	3,50%	4,77%	4,81%	5,00%	5,07%	5,24%	49,61%

Dla realizacji Scenariusza Inwestycje konieczne (inwestycje wynikające z obowiązujących przepisów prawa) celowa jest zmiana modelu finansowania inwestycji OSD, polegająca na urealnieniu poziomu amortyzacji i wprowadzeniu do taryfy składnika przychodu regulowanego dedykowanego inwestycjom oraz zwiększenie poziomu środków pomocowych i innych źródeł finansowania o charakterze bezzwrotnym.

Podsumowanie

U podstaw prac nad Kartą Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki leży założenie w zakresie perspektyw rozwoju rynku energii elektrycznej, transformacji energetycznej i zapewnienia w tych uwarunkowaniach niezawodnej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w szczególności takie, jak:

1. Znaczenie systemu elektroenergetycznego będzie systematycznie rosnąć w kolejnych latach, przy czym bardzo istotnie zmieni się charakter jego pracy. Zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie systematycznie rosło, pomimo spodziewanego spadku ogólnego zapotrzebowania na energię. Będzie to wynik elektryfikacji gospodarki w wyniku transformacji energetycznej.
2. Liczba jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego będzie stale rosła, przy czym coraz istotniejsza część energii elektrycznej wytwarzana będzie przez OZE. Wraz ze wzrostem udziału OZE w miksie energetycznym – kluczowym wyzwaniem będzie zapewnienie zbilansowania systemu oraz zachowanie bezpieczeństwa jego pracy.
3. Energetyka prosumencka oraz lokalna, mimo prawdopodobnego wzrostu swojego udziału, nie zapewni samowystarczalności. Ciągłość dostaw energii będzie nadal gwarantowana poprzez istnienie sieci i źródła wielkoskalowe (OZE, konwencjonalne, jądrowe, magazyny energii elektrycznej, instalacje Power-to-Power).
4. Transformacja energetyki wymagać będzie poniesienia istotnych nakładów na rozwój sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych. Skala tych nakładów jest bezprecedensowa, ale stanowi realny koszt transformacji energetycznej. Nakłady te warunkują bezpieczne z punktu widzenia ciągłości dostaw energii przeprowadzenie transformacji sektora energii.
5. Wciąż będzie istniała potrzeba „klasycznego” rozwoju sieci adresującego zmiany w geograficznym rozkładzie zapotrzebowania na moc oraz jej generacji, a także odpowiadające na dodatkowe zapotrzebowanie na moc w KSE. Rozwój ten będzie polegał m. in. na budowie nowych stacji zasilających NN/WN oraz sieci dystrybucyjnych zapewniających właściwe powiązanie nowych stacji z systemem. Będzie to niezbędne dla zapewniania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw do odbiorców oraz już wymaga zagwarantowania adekwatnego, dedykowanego strumienia przepływów dla operatorów sieci, pozwalającego na obsłużenie tych inwestycji. Strumień ten powinien być wydzielony i niezależny od celów i wymagań w innych obszarach. Nie jest dopuszczalna jego deprecjacja poprzez przeznaczanie środków na realizacji tych inwestycji na inne cele, czy zadania związane z transformacją.

OSD zapewniają niezawodność dostaw energii elektrycznej, realizując obowiązki przewidziane przepisami prawa, co jednak wymaga ciągłych inwestycji w infrastrukturę sieciową. W związku ze wskazanymi powyżej dynamicznymi zmianami na rynku energii, dotyczącymi bezpośrednio działalności OSD, w tym przede wszystkim znacznym wzrostem udziału OZE w systemie, obowiązkiem realizacji harmonogramu instalacji liczników zdalnego odczytu na masową skalę, wsparciem rozwoju elektromobilności, procesem kablowania sieci, zapewnienia łączności i cyberbezpieczeństwa, a w nieodległej perspektywie przyłączaniem magazynów energii, pozyskiwaniem usług elastyczności oraz współpracą z rosnącą liczbą podmiotów grupujących uczestników rynku energii, większość inwestycji OSD należy traktować jako inwestycje priorytetowe, kluczowe dla transformacji i rozwoju rynku. Ta sytuacja wymaga dodatkowego wsparcia na poziomie regulacyjnym i prawnym, a także uruchomienia dedykowanego inwestycjom sieciowym finansowania zewnętrznego

z wykorzystaniem środków pomocowych, na poziomie umożliwiającym realizację celów transformacji energetycznej.

W ramach obszarów priorytetowych zdefiniowano następujące kluczowe kategorie inwestycji OSD:

- 1) instalacja liczników zdalnego odczytu,
- 2) rozwój sieci niezbędny dla przyłączania OZE, magazynów energii, rozwoju elektromobilności (w tym zwiększenie przepustowości sieci),
- 3) przyłączanie klientów (w tym odbiorcy, OZE i magazyny energii),
- 4) cyfryzacja i automatyzacja,
- 5) zmiana struktury sieci WN i SN z napowietrznej na kablową.

Co istotne i wymagające podkreślenia, realizacja ww. inwestycji priorytetowych jest dla OSD obligatoryjna zarówno z punktu widzenia obowiązującego prawa, jak również dynamicznie rosnących oczekiwań i potrzeb podmiotów działających na rynku energii. Realizacja tych inwestycji przyniesie szereg korzyści dla wszystkich interesariuszy korzystających z systemu elektroenergetycznego. Niektóre z tych korzyści zostały częściowo szczegółowo opisane i oszacowane w ramach uzasadnienia stosownych zmian w prawie krajowym (jak miało to miejsce w przypadku wprowadzenia harmonogramu instalacji liczników zdalnego odczytu na poziomie ustawowym), a inne są identyfikowane w różnych raportach i analizach dotyczących transformacji rynku energii. Warto również podkreślić, że poszczególne kategorie inwestycji często zazębiają się i uzupełniają, wspólnie realizując dany priorytet inwestycyjny.

Przykładowo, instalacja LZO u odbiorców końcowych zwiększy możliwości dostępu do informacji pomiarowych zarówno przez OSD, jak i klienta, stwarzając możliwości opracowania katalogu nowych usług na styku klient – przedsiębiorstwo energetyczne, możliwość komunikacji pomiędzy LZO a bramą domową infrastruktury sieci domowej i zwiększenia świadomości, ale też i możliwości klientów w zakresie zarządzania energią elektryczną. Od strony sieciowej i warstwy pomiarowej, pozwoli na ograniczenie nielegalnego poboru energii elektrycznej i zwiększenie stopnia obserwowalności sieci dystrybucyjnej. Samo zainstalowanie układów pomiarowo-rozliczeniowych nie spełni jednak swego zadania – w tym celu konieczne będą inwestycje i nakłady na systemy związane z obsługą danych pomiarowych i uruchomienie CSIRE. Dzięki LZO i wymianie informacji za pośrednictwem jednego systemu, możliwe będzie wykorzystanie jednolitego standardu zagregowanych danych pomiarowych, ułatwienie oraz skrócenie czasu realizacji procesów rynku energii, w tym procedury zmiany sprzedawcy. Inteligentna sieć elektroenergetyczna wraz ze zdalnym opomiarowaniem posłuży funkcjonowaniu prosumentów zbiorowych i wirtualnych oraz będzie stanowiła wsparcie dla bilansowania społeczności lokalnych z udziałem OZE i wykorzystywania usług elastyczności do efektywnego funkcjonowania i rozwoju systemu dystrybucyjnego (przesunięcie inwestycji w czasie).

Jak wynika z danych na temat liczby i mocy przyłączonych źródeł odnawialnych, a także prognoz do roku 2030, przewiduje się utrzymanie dynamiki przyłączeń w tym obszarze. Konieczna jest zatem rozbudowa sieci na potrzeby tworzenia nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla rozwoju źródeł OZE, gdzie korzyści upatruje się w przejściu na gospodarkę niskoemisyjną, ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, tworzenie potencjału gospodarczego na poziomie lokalnym oraz aktywizacja lokalnych społeczności na rynku energii zarówno po stronie jej wytwarzania, jak i odbioru. Rozwój sieci jest niezbędny także ze względu na przyłączenia klientów (odbiorców), zarówno tych w gospodarstwach domowych, jak i dużych przedsiębiorców, których działalność jest istotna dla rozwoju gospodarczego kraju i rozwoju lokalnych rynków pracy.

Rozwój gospodarczy jest skorelowany także z niezawodnością dostaw energii elektrycznej. OSD systematycznie poprawiają wskaźniki niezawodności, niemniej jednak celowe jest stałe zwiększanie udziału linii kablowych w sieciach elektroenergetycznych. Skablowanie i automatyzacja na poziomie sieci WN i SN przyniesie wymierne korzyści poprzez skrócenie przerw w dostawach i poprawę wskaźników jakościowych energii elektrycznej, ograniczenie ryzyka zdarzeń losowych w sieci i zwiększenie bezpieczeństwa dostaw. Wdrażanie na masową skalę automatyzacji i cyfryzacji poprawia bezpieczeństwo dostaw i zwiększa elastyczność pracy sieci.

Konieczność realizacji ww. inwestycji wynika nie tylko z potrzeb transformacji energetycznej, rozwoju rynku i osiągniętych korzyści - nie bez znaczenia są także przewidziane przepisami prawa kary, możliwe do nałożenia przez Prezesa URE w przypadku niezrealizowania określonych obowiązków ustawowych.

Jak pokazały przeprowadzone analizy, wykonanie inwestycji koniecznych do roku 2030 we wskazanych powyżej obszarach priorytetowych wymaga znacznych nakładów – na poziomie 129,5 mld zł, które – dla zoptymalizowania ich wpływu na taryfę – wymagają istotnego wsparcia z funduszy pomocowych. Niezbędne jest także wsparcie realizacji inwestycji sieciowych poprzez zmiany w prawie usprawniające procedury formalnoprawne.

Scenariusz Inwestycje konieczne umożliwi w szczególności:

1. **Realizację obowiązków OSD wynikających z przepisów prawa krajowego i unijnego, w tym realizację procesu wymiany LZO zgodnie z ustawą - Prawo energetyczne, tj.:**
 - 1) wyposażenie 80% odbiorców końcowych w LZO do 2028 r., przy czym do roku 2030 przewiduje się wyposażenie 100 % odbiorców końcowych w liczniki zdalnego odczytu (co daje ponad 15 mln LZO instalowanych po raz pierwszy, a dodatkowo w perspektywie 2030 – ze względu na upływ 8-letniego okresu legalizacji – wymianę LZO już zamontowanych na sieci, co daje łącznie ok. 18 mln LZO zainstalowanych do końca roku 2030) oraz
 - 2) pełne opomiarowanie LZO stacji bilansujących SN/nn (ponad 250 tys. stacji do końca roku 2025).
2. **Możliwość zwiększenia mocy zainstalowanej OZE (z uwzględnieniem źródeł prosumentów) o 227%.** Przyłączenie źródeł OZE o mocy dającej – przy przewidywanym zapotrzebowaniu na energię elektryczną – udział OZE w miksie energii elektrycznej na poziomie 50 %, tj. nie tylko znacznie wyższym od poziomu uwzględnionego w aktualnych dokumentach strategicznych, ale także realizującym cele wyznaczone w pakiecie Fit for 55 (przy uwzględnieniu źródeł przyłączanych do sieci przesyłowej).
3. **Zwiększenie elastyczności sieci w szczególności dzięki:** instalacji LZO, uruchomieniu systemów akwizycji danych z LZO współpracujących z CSIRE, uruchomieniu systemów łączności cyfrowej, rozwojowi systemów SCADA, systemów informatycznych klasy EMS i DMS umożliwiających dokonywanie symulacji pracy sieci z uwzględnieniem stanu rzeczywistego i planowanych inwestycji, w tym z uwzględnieniem pracy generacji rozproszonej, systemów geoprzestrzennych informacji o sieci, wdrożeniu systemów umożliwiających rozliczanie wszystkich uczestników rynku w tym w zakresie korzystania z usług elastyczności czy redysponowania OZE i odpowiedzią odbioru, rozwojowi systemów monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej.

4. **Realizację strategicznych inwestycji poszczególnych OSD**, w tym wynikających ze współpracy międzyoperatorskiej OSP i OSD.
5. **Realizację obowiązków wynikających z kodeksów sieciowych.**
6. **Częściową realizację celów PEP 2040 w zakresie średniego wieku majątku**, tj. osiągnięcie średniego wieku majątku dystrybucyjnego w Polsce w wysokości 27 lat w perspektywie roku 2030.
7. **Częściową realizację celów PEP 2040 w zakresie zmiany struktury sieci SN**, tj. zwiększenie długości linii kablowych o 54% i tym samym osiągnięcie udziału linii kablowych w liniach SN w wysokości 41,4 % w perspektywie 2030 r.
8. **Utrzymanie wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej** na obecnym poziomie.

Kierunki dalszych działań

Mając na względzie przedstawione wcześniej analizy, wnioski i uwarunkowania, przyjmuje się następujące kierunki działań:

1. Ustalenie zasad regulacji umożliwiających uwzględnienie Scenariusza - Inwestycje konieczne w planach rozwoju Operatorów Systemów Dystrybucyjnych – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.
2. Wdrożenie programów umożliwiających dofinansowanie inwestycji OSD ze środków pomocowych na niezbędnym poziomie – Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej (jako instytucja zarządzająca), Ministerstwo Klimatu i Środowiska (jako instytucja pośrednicząca/wdrażająca), Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (jako instytucja wdrażająca), Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych jako wnioskujący o dofinansowanie/beneficjenci projektów.
3. Realizacja inwestycji wynikających z uzgodnionych z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planów rozwoju – Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych.
4. Zainicjowanie zmian w prawie usprawniających proces inwestycyjny od strony formalnoprawnej – właściwe resorty w zakresie ich kompetencji.

Przewiduje się podjęcie ww. działań w trybie umożliwiającym efektywną realizację inwestycji zgodnie z założeniami Karty, tj. od roku 2023.

Załącznik:

- 1) Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki – opracowanie prawne, 8 grudnia 2021 r.