

## 5.6 Energetyka

### 5.6.1. Analiza potrzeb inwestycyjnych, finansowych, luki finansowej oraz możliwych do wykorzystania instrumentów finansowych

#### 5.6.1.1. Przyjęte założenia rynkowe

Poniżej opisano podstawowe założenia odnośnie stanu pożądanego w poszczególnych obszarach rynku energetycznego.

#### 5.6.1.2. Wytwarzanie energii elektrycznej – odnawialne źródła energii

W zakresie wytwarzania energii z OZE oparto się przede wszystkim na założeniach przedstawionych w PEP2040 oraz KPEiK (założenia w obu dokumentach różnią się od siebie w sposób marginalny). Zgodnie z informacjami zawartymi w KPEiK, przyjęto, iż osiągnięcie zakładanego poziomu mocy zainstalowanej w OZE oraz wolumenu produkcji energii elektrycznej będzie skutkowało osiągnięciem udziału OZE w roku 2030 na poziomie 23% w finalnym zapotrzebowaniu brutto przy czym zdaniem autorów KPEiK uzyskanie tego udziału wymagało będzie uzyskania dodatkowych środków unijnych na ten cel – bez nich możliwy do uzyskania jest udział na poziomie 21%.

W poniższych tabelach przedstawiono przyjęte na podstawie dokumentów strategicznych prognozy odnośnie mocy osiągalnej netto, wolumenu produkcji energii elektrycznej oraz poziomów nakładów inwestycyjnych.

Tabela 5.6-1 Prognoza poziomu mocy zainstalowanej w Polsce do 2040 r. z OZE w podziale na poszczególne typy OZE [MW]

Źródło	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Hydro	964	995	1 110	1 150	1 190	1 230
Biomasa	553	658	1 143	1 531	1 536	1 272
Biogaz	216	305	517	741	945	1 094
Wiatr – onshore	4 886	9 497	9 574	9 601	9 679	9 761
Wiatr – offshore	0	0	725	3 815	5 650	7 985
Fotowoltaika	108	2 285	4 935	7 270	11 670	16 062
<b>RAZEM</b>	<b>6 727</b>	<b>13 740</b>	<b>18 004</b>	<b>24 108</b>	<b>30 670</b>	<b>37 404</b>

Źródło: PEP2040

Tabela 5.6-2 Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto z OZE w podziale na poszczególne typy OZE [TWh]

Źródło	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Hydro	1,8	2,4	2,9	3,0	3,0	3,1
Biomasa	9,0	9,6	9,7	11,6	11,4	10,3
Biogaz	0,9	1,5	2,7	3,9	5,0	5,8
Wiatr (łącznie onshore i offshore)	10,9	23,5	26,5	38,3	45,8	55,2
Fotowoltaika	0,1	2,0	4,5	6,8	10,8	14,8
<b>RAZEM</b>	<b>22,7</b>	<b>39</b>	<b>46,3</b>	<b>63,6</b>	<b>76,0</b>	<b>89,2</b>

Źródło: PEP2040

Na potrzeby PEP2040 oszacowane zostały nakłady inwestycyjne w celu osiągnięcia zakładanego udziału OZE w miksie energetycznym.

Tabela 5.6-3 Prognozowane nakłady inwestycyjne w OZE w latach 2016-2040 [mln PLN\*]

Źródło	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	Razem
Hydro	480	1 383	524	524	524	3 433
Biomasa	1 776	5 750	4 838	406	1 213	13 986
Biogaz	1 283	3 429	3 651	3 774	4 205	16 346
Wiatr (łącznie onshore i offshore)	26 027	8 036	32 575	24 011	43 734	134 382
Fotowoltaika	8 742	9 406	7 237	12 298	12 381	50 060
<b>RAZEM</b>	<b>38 311</b>	<b>28 003</b>	<b>48 825</b>	<b>41 012</b>	<b>62 057</b>	<b>218 208</b>

\*Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Źródło: PEP2040, analizy własne

Warto przy tym zwrócić uwagę, iż w okresie 2031-2040 istotna część obecnie eksploatowanych źródeł OZE (przede wszystkim farm wiatrowych) osiągnie zakładany wiek eksploatacji, tak więc część z planowanych nakładów będzie ponoszona w celu zastępowania wyeksploatowanych aktywów, przy czym z uwagi na fakt, iż niniejsza analiza przeprowadzona jest w perspektywie do roku 2030, nie przyjęto konieczności ponoszenia nakładów w celu odtworzenia mocy zainstalowanych w OZE.

### 5.6.1.3. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu

Poniżej przedstawiono prognozy w okresie do 2040 r. w obszarach mocy zainstalowanej osiągalnej netto źródeł kogeneracyjnych, wolumenów i udziału produkcji energii elektrycznej i ciepła z tych źródeł oraz szacowanych poziomów nakładów inwestycyjnych opartych na analizie dokumentów strategicznych.

Realizacja tych nakładów ma przyczynić się do osiągnięcia przez źródła kogeneracyjne pozycji dominującej w zakresie udziału w produkcji ciepła systemowego.

Tabela 5.6-4 Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł kogeneracyjnych [MW]\*

Źródło	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Elektrociepłownie zawodowe na węgiel kamienny	4 046	4 713	4 383	3 544	3 123	2 714
Elektrociepłownie zawodowe na gaz ziemny	928	2 688	3 807	4 371	4 100	5 261
Elektrociepłownie	1 925	1 973	1 740	1 710	1 898	1 826

Źródło	2015	2020	2025	2030	2035	2040
przemysłowe						

\* Nie uwzględniono źródeł biomasowych uwzględnionych w rozdziale odnośnie OZE

Źródło: PEP2040

Tabela 5.6-5 Prognoza produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji [GWh]

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Wytwarzanie energii elektrycznej	26 290	31 619	33 886	36 596	38 598	38 979
Procentowy udział w całości wytwarzania	15,9%	19,3%	20,8%	18,5%	17,8%	19,1%

Źródło: KPEiK

Tabela 5.6-6 Prognoza produkcji ciepła w kogeneracji [TJ]

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Wytwarzanie ciepła	185 339	207 729	213 015	205 980	213 620	212 328
Procentowy udział w produkcji ciepła sieciowego	66,2%	71,5%	77,2%	79,3%	83,2%	82,1%

Źródło: KPEiK

Tabela 5.6-7 Prognozowane nakłady inwestycyjne w źródła kogeneracyjne w latach 2016-2040 [mln PLN\*]

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	Razem
Elektrociepłownie	16 682	14 108	12 145	8 642	12 538	64 116

\*Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Źródło: PEP2040, analizy własne

#### 5.6.1.4. Infrastruktura gazowa – sieci gazowe oraz interkonektory

Prognoza wartości nakładów inwestycyjnych na potrzeby infrastruktury gazowej została przedstawiona poniżej.

Tabela 5.6-8 Prognozowane nakłady inwestycyjne w system gazowy w latach 2016-2040 [mln PLN\*]

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	Razem
System gazowy	41 570	27 444	27 444	18 122	18 122	132 703

\*Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Źródło: PEP2040, analizy własne

Planowane nakłady mają pozwolić w obszarze sieci przesyłowych na realizację inwestycji związanych z rozwojem sieci umożliwiającym przesył gazu z terminalu

LNG oraz sprowadzonego przez Baltic Pipe do odbiorców krajowych, jak również eksport do państw sąsiednich, a także import surowca z kierunku południowego od nowych dostawców oraz wzmocnić integrację energetyczną państw bałtyckich z Europą kontynentalną. Łącznie planowana jest realizacja ponad 120 inwestycji w infrastrukturę przesyłową, dzięki którym ma przybyć 3 776 km sieci przesyłowych.

W kontekście interkonektorów główne inwestycje mają dotyczyć połączeń z Danią (wynikających z realizacji projektu Baltic Pipe) oraz ze Słowacją, Litwą, Czechami oraz Ukrainą – łącznie zdolność importu gazu ma wzrosnąć o ok. 30 mld m<sup>3</sup>, ponadto mają też wzrosnąć zdolności eksportowe, dzięki czemu Polska ma stać się istotnym graczem na rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej.

#### 5.6.1.5. Infrastruktura gazowa – magazyny gazu

W zakresie magazynowania gazu założono osiągnięcie zdolności do magazynowania wskazanej w dokumentach strategicznych, a w szczególności w KPEiK. W ramach tego dokumentu wskazano, iż, celem w tym zakresie jest uzyskanie pojemności podziemnych magazynów gazu na poziomie min. 4 mld m<sup>3</sup> do sezonu zimowego 2030/2031 oraz maksymalnej mocy odbioru gazu z instalacji magazynowych.

#### 5.6.1.6. Infrastruktura przesyłu energii elektrycznej

W zakresie infrastruktury przesyłu energii elektrycznej przyjęto na podstawie dokumentów strategicznych następujące szacunki odnośnie nakładów inwestycyjnych. Warto zauważyć, iż zidentyfikowano różnicę w szacowanych poziomach nakładów inwestycyjnych w różnych dokumentach strategicznych.

W poniższej tabeli przedstawiono szacowane nakłady zgodnie z PEP2040.

Tabela 5.6-9 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sieci przesyłu energii elektrycznej w latach 2016-2040 [mln PLN\*]

	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	Razem
Infrastruktura przesyłowa	6 077	7 591	12 638	10 361	10 479	47 146

\*Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Źródło: PEP2040, analizy własne

Tymczasem zgodnie z PRSP 2021-2030 nakłady na infrastrukturę przesyłową w tym okresie mają wynieść 14,0 mld PLN – czyli o 6,2 mld PLN mniej niż w PEP2040.

Nakłady wskazane w dokumentach strategicznych mają pozwolić na osiągnięcie zakładanych następujących celów odnośnie infrastruktury (w tym zakresie analizowane dokumenty strategiczne są ze sobą zgodne):

- Zwiększenie zdolności przepustowości połączeń transgranicznych z Niemcami, Czechami, Słowacją i Litwą (analizy przedstawione w PRSP 2021-2030 pokazują, iż obecna przepustowość połączeń transgranicznych jest w

stanie zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa w systemie w perspektywie do 2025 roku);

- Realizacja obowiązku udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych, z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu (dalej „cel CEP 70%”) w związku z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej na OSP;
- Rozbudowa sieci przesyłowej w celu zapewnienia możliwości wyprowadzenia mocy z elektrowni: Kozienice, Turów, Bełchatów oraz sprawny przesył mocy z Elektrowni Dolna Odra oraz wyprowadzenia mocy z planowanych OZE, w tym z morskich farm wiatrowych.

### 5.6.1.7. Sieci dystrybucyjne energii elektrycznej

Poniższa tabela przedstawia oszacowano szacunkowe nakłady na infrastrukturę dystrybucji energii elektrycznej. Zostały one przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-10 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sieci dystrybucji energii elektrycznej w latach 2016-2040 [mln PLN\*]

	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	Razem
Infrastruktura dystrybucyjna	31 009	36 122	33 321	32 269	30 908	163 629

\*Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Źródło: PEP2040, analizy własne

Głównym celem wymienianym w zarówno dokumentach strategicznych jak i planach inwestycyjnych poszczególnych OSD w kontekście sieci dystrybucyjnych są:

- poprawa wskaźników ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców – do 2025 r. wskaźniki te w tym SAIDI<sup>1</sup> oraz SAIFI<sup>2</sup> w KSE powinny osiągnąć poziom średniej w UE i utrzymywać się na poziomie średniej UE w kolejnych latach; oraz

<sup>1</sup> System Average Interruption Duration Index – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy dłużej w dostawach energii elektrycznej, wyznaczony w minutach na odbiorcę.

<sup>2</sup> System Average Interruption Frequency Index – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich w dostawie energii - SAIFI, jest współczynnikiem niezawodności stanowiącym liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

- przygotowanie sieci dystrybucyjnej do rozwoju elektromobilności (zapewnienie wystarczającej przepustowości sieci i możliwości przyłączania punktów ładowania).

Kluczowe kwestie do zaadresowania w tym aspekcie to zaawansowany wiek infrastruktury oraz niski udział sieci skablowanych.

Ponadto planowane są działania mające na celu usprawnienia postępowania w sytuacjach awaryjnych, w tym m.in. wyposażenie systemów oraz linii średnich i niskich napięć w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci oraz wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSD.

#### **5.6.1.8. Efektywność energetyczna**

W ramach efektywności energetycznej wzięto pod uwagę cztery obszary:

- Domy jednorodzinne;
- Domy wielorodzinne;
- Infrastruktura usług publicznych;
- Inwestycje przedsiębiorców.

W Rozdziale 5.3 Infrastruktura usług publicznych oszacowano potrzeby inwestycyjnie oraz szacunkową wartość potrzeb finansowych w odniesieniu do kompleksowego zakresu realizacji inwestycji w infrastrukturę tego typu – w ramach oszacowanych potrzeb inwestycyjnych i finansowych zawarte są już inwestycje w zakresie efektywności energetycznej.

Podobnie jest z kwestią inwestycji w zakresie przedsiębiorców – w Rozdziale 5.4 Przedsiębiorczość oszacowano szerokie spektrum potrzeb inwestycyjnych i finansowych w odniesieniu do inwestycji planowanych przez przedsiębiorstw – w tym w zakresie efektywności energetycznej.

W odniesieniu do budownictwa jednorodzinnego i wielorodzinnego kalkulacja potrzeb inwestycyjnych i finansowych w zakresie efektywności energetycznej została częściowo pokryta w Rozdziale 5.5 Rewitalizacja. Należy jednak zwrócić uwagę, iż w zakresie analiz przeprowadzonych na potrzeby wspomnianego rozdziału uwzględniono jedynie obszary, które planowo mają być przedmiotem rewitalizacji. Tymczasem populacja domów jednorodzinnych i wielorodzinnych, w odniesieniu do których zasadne wydaje się przyjęcie występowania potrzeb inwestycyjnych w zakresie termomodernizacji nie znajduje się wyłącznie w ramach obszarów, co do których planowana jest rewitalizacja. Jednocześnie Wykonawca nie zidentyfikował publicznie dostępnych danych pozwalających na oszacowanie jaka część potrzeb inwestycyjnych w zakresie efektywności energetycznej dotyczy obszarów z planowanymi działaniami rewitalizacyjnymi. Z uwagi na powyższe w niniejszym rozdziale oszacowano potrzeby inwestycyjne i finansowe dla całości populacji domów jednorodzinnych i wielorodzinnych z jednoczesnym zastrzeżeniem, iż część tych potrzeb pokrywa się z oszacowaniem potrzeb w ramach analiz dotyczących rewitalizacji.



### 5.6.1.9. Elektromobilność – infrastruktura do ładowania

W ramach elektromobilności przeanalizowano infrastrukturę do ładowania, przy czym skoncentrowano się na sieci publicznie dostępnych punktów do ładowania, które efektywnie rozmieszczone mogą umożliwić swobodną podróż po terytorium kraju przyczynić się do istotnego wzrostu ilości samochodów elektrycznych w Polsce.

W ramach KRPR przyjęto jako cel osiągnięcie w 2025 r. poziomu ponad 1 mln szt. samochodów osobowych w Polsce. Cel ten wydaje się nie być możliwy do osiągnięcia a wedle doniesień medialnych KRPR ma zostać zaktualizowany w celu weryfikacji tego celu.

Na potrzeby niniejszego Dokumentu przyjęto założenie przedstawione przez Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (dalej „PSPA”) w ramach dokumentu Polish EV Outlook 2019<sup>3</sup> – wedle PSPA liczba samochodów elektrycznych w Polsce w 2030 r. w scenariuszu bazowym może wynieść 228,7 tys. szt.

### 5.6.1.10. Ciepłownictwo – źródła wytwarzania

W dokumentach strategicznych wskazano następujące cele w zakresie źródeł wytwarzania ciepła:

- Zwiększenie stopnia wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji (poprzez wykorzystanie dedykowanego systemu wsparcia) – podejście do wysokosprawnej kogeneracji zostało opisane w Rozdziale 5.6.3;
- zwiększenia stopnia wykorzystania OZE w ciepłownictwie systemowym (jako cel wskazano wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie w kraju w tempie 1,1 p. proc. rocznie – wzrost udziału OZE w generacji ciepła i chłodu z poziomu 14,5% w 2015 r. do 28,4% w 2030 r.);
- zwiększenia stopnia wykorzystania odpadów w ciepłownictwie systemowym;
- ucieplnianie elektrowni.

Rezultatem zadań w zakresie ciepłownictwa ma być przekształcanie istniejących systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze<sup>4</sup>.

Celem jest osiągnięcie co najmniej 85% udziału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych z mocą zamówioną powyżej 5 MWt do 2030 r. (aktualnie kryterium systemu efektywnego energetycznie spełnia tylko ok. 20% takich systemów ciepłowniczych lub chłodniczych).

---

<sup>3</sup> [Polish EV Outlook 2019](#)

<sup>4</sup> Zgodnie z regulacjami unijnymi i krajowymi system jest efektywny energetycznie, jeśli do produkcji ciepła i chłodu wykorzystuje w co najmniej:

- 75% ciepło pochodzące z kogeneracji (CHP, ang. combined heat and power) lub
- 50% ciepło odpadowe (produkt uboczny procesów przemysłowych) lub
- 50% energię z OZE lub
- 50% wykorzystuje się połączenie energii i ciepła, o których mowa powyżej.

Poniżej przedstawiono szacunki nakładów inwestycyjnych w obszarze infrastruktury wytwarzania ciepła w ramach dokumentów strategicznych.

Tabela 5.6-11 Prognozowane nakłady inwestycyjne w źródła kogeneracyjne w latach 2016-2040 [mln PLN\*]

	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	Razem
Kotły ciepłownicze	1 274	5 471	10 248	1 051	3 198	21 237
Magazyny ciepła	57	122	0	31	0	205
Modernizacja źródeł ciepłowniczych	8 280	6 439	3 678	8 812	2 203	29 412
<b>Nakłady łącznie</b>	<b>9 606</b>	<b>12 032</b>	<b>13 925</b>	<b>9 890</b>	<b>5 401</b>	<b>50 854</b>

\*Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Źródło: PEP2040, analizy własne

#### 5.6.1.11. Sieci ciepłownicze

W ramach ciepłownictwa w dokumentach strategicznych kluczowy aspekt kładziony jest na rozwój ciepłownictwa sieciowego oraz indywidualnych form zaopatrywania w ciepło opartych o OZE – jednym z celów wskazanych w PEP2040 jest pokrywanie do 2040 r. potrzeb ciepłych wszystkich gospodarstw domowych przez ciepło sieciowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła ciepła.

W zakresie gmin miejskich postawiono cel osiągnięcia do 2030 r. udziału gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej na poziomie 70%.

W tabeli poniżej przedstawiono szacowane nakłady na infrastrukturę sieci ciepłowniczych w Polsce.

Tabela 5.6-12 Prognozowane nakłady inwestycyjne w rozbudowę i modernizację sieci ciepłowniczych [mln PLN\*]

	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	Razem
Sieci ciepłownicze	5 519	6 483	5 052	4 188	3 507	24 753

\*Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Źródło: PEP2040, analizy własne

#### 5.6.1.12. Biomasa

Według dokumentów strategicznych w perspektywie do 2040 roku ma nastąpić istotny wzrost zużycia biomasy w Polsce.

Na podstawie analizy tych dokumentów przyjęto zapotrzebowanie na biomasę zgodnie z poniższą tabelą.

Tabela 5.6-13 Prognoza krajowego zużycia brutto biomasy [ktoe]



	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	6 774	7 896	9 023	10 522	10 778	11 004

Źródło: PEP2040

## 5.6.2. Wytwarzanie energii elektrycznej – Odnawialne Źródła Energii

### 5.6.2.1. Potrzeby inwestycyjne

W zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE analizą objęte zostały źródła zawodowe oraz mikroinstalacje – pod uwagę nie były brane instalacje OZE przedsiębiorstw instalowane w celu wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby własne.

Na potrzeby niniejszej kalkulacji przyjęto upraszczające założenie, iż wszystkie mikroinstalacje stanowią instalacje fotowoltaiczne.

#### Stan docelowy / pożądany

Stan docelowy w zakresie OZE określony został poprzez założenie konieczności realizacji przez Polskę celów klimatycznych narzuconych poprzez odpowiednie regulacje UE w odniesieniu do udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Cel ten na 2020 r. dla Polski został wyznaczony na poziomie 15%, natomiast na 2030 r. został przyjęty cel ogólnoeuropejski na poziomie 32%, przy czym nie zostały wyznaczone cele szczegółowe dla poszczególnych krajów UE.

Wyniki projekcji na potrzeby KPEiK przewidują osiągnięcie udziału odnawialnych źródeł energii w roku 2030 na poziomie 23% w finalnym zapotrzebowaniu brutto, przy czym zdaniem autorów dokumentu uzyskanie tego udziału wymagało będzie uzyskania dodatkowych środków unijnych na ten cel – bez nich możliwy do uzyskania jest udział na poziomie 21%.

W związku z powyższym Wykonawca przyjął do dalszych analiz w obszarze odnawialnych źródeł energii, iż:

- Scenariuszem bazowym jest uzyskanie w 2030 r. udziału energii odnawialnej w finalnym zapotrzebowaniu brutto na poziomie 21%, czyli poziomie możliwym do uzyskania bez dodatkowych środków unijnych (dalej „Scenariusz 21%”);
- Przeanalizowano dwa scenariusze alternatywne w odniesieniu do udziału energii odnawialnej w finalnym zapotrzebowaniu brutto w 2030 r.:
  - Dążenia do osiągnięcia w 2030 r. zakładanego udziału energii odnawialnej w finalnym zapotrzebowaniu brutto na poziomie wskazanym w KPEiK, tj. 23% (dalej „Scenariusz 23%”);
  - Dążenia do osiągnięcia w 2030 r. udziału energii odnawialnej w finalnym zapotrzebowaniu brutto na poziomie wyznaczonym dla całej Unii Europejskiej tj. 32% (dalej „Scenariusz 32%”).

Wytwarzanie energii elektrycznej jest jednym z trzech obszarów, w ramach których prowadzone są działania mające na celu odpowiednie zwiększenie udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto – pozostałe obszary to transport oraz produkcja ciepła i chłodu.

Jak wspomniano powyżej, w dokumentach strategicznych przedstawiono projekcje w oparciu o Scenariusz 23%. W celu oszacowania przyrostów mocy OZE w KSE dla Scenariusza 21% oraz Scenariusza 32% założono, iż w każdym z segmentów finalnego zużycia energii tj. wytwarzaniu energii elektrycznej, transporcie oraz produkcji ciepła i chłody zmiany będą zachodziły w sposób proporcjonalny.

Na potrzeby uproszczenia kalkulacji założono, iż poziom przyrostu mocy osiągalnej dla poszczególnych technologii równy jest przyrostowi mocy zainstalowanej.

Kalkulacje stanu pożądanego dla Scenariusza 21% oraz Scenariusza 32% na podstawie danych dla Scenariusza 23% zostały przeprowadzone według poniższego wzoru:

$$M_{ScX,t,T} = M_{Sc23,t,T} \times \left( \frac{X}{23\%} \right);$$

Gdzie:

$M_{ScX,t,T}$  – Moc osiągalna technologii  $T$  w przedziale czasowym  $t$  w Scenariuszu  $X$  (21% bądź 32%)

$M_{Sc23,t,T}$  – Moc osiągalna technologii  $T$  w przedziale czasowym  $t$  w Scenariuszu 23%

$X$  – udział energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii elektrycznej w Scenariuszu  $X$

Tabela 5.6-14 Prognoza wolumenu mocy osiągalnej OZE wg typu źródeł w latach 2019-2030 dla analizowanych scenariuszy [MW]

	2018	2020	2025	2030
<b>Scenariusz 21%</b>				
Hydro	982	908	1 013	1 050
Biomasa	1 363	601	1 044	1 398
Biogaz	238	278	472	677
Wiatr onshore	5 864	8 671	8 741	8 766
Wiatr offshore	-	-	662	3 483
Fotowoltaika (zawodowa i mikroinstalacje)	490	2 086	4 506	6 638
<b>SUMA</b>	<b>8 937</b>	<b>12 545</b>	<b>16 438</b>	<b>22 012</b>
<b>Scenariusz 23%</b>				
Hydro	982	995	1 110	1 150
Biomasa	1 363	658	1 143	1 531
Biogaz	238	305	517	741
Wiatr onshore	5 864	9 497	9 574	9 601
Wiatr offshore	-	-	725	3 815
Fotowoltaika (zawodowa i mikroinstalacje)	490	2 285	4 935	7 270

	2018	2020	2025	2030
<b>SUMA</b>	<b>8 937</b>	<b>13 740</b>	<b>18 004</b>	<b>24 108</b>
<b>Scenariusz 32%</b>				
Hydro	982	1 384	1 544	1 600
Biomasa	1 363	915	1 590	2 130
Biogaz	238	424	719	1 031
Wiatr onshore	5 864	13 213	13 320	13 358
Wiatr offshore	-	-	1 009	5 308
Fotowoltaika (zawodowa i mikroinstalacje)	490	3 179	6 866	10 115
<b>SUMA</b>	<b>8 937</b>	<b>19 117</b>	<b>25 049</b>	<b>33 542</b>

Źródło: PEP2040, URE, analizy własne

Na potrzeby oszacowania stanu docelowego dla poszczególnych województw przyjęto następujące założenia:

- Moc zainstalowana w planowanych morskich farmach wiatrowych nie została zaalokowana do żadnego z województw ze względu na brak przynależności wód terytorialnych do poszczególnych województw.
- W zakresie wszystkich pozostałych typów źródeł poza mikroinstalacjami udział mocy zainstalowanej w poszczególnych województwach będzie taki sam jak w 2018 roku (np. jeżeli w 2018 roku w Województwie Kujawsko-Pomorskim moc zainstalowana w źródłach wiatrowych off-shore była na poziomie 10% całości mocy zainstalowanej w Polsce, założono iż w 2030 roku udział ten też będzie wynosił 10%) – dane wyjściowe odnośnie struktury OZE w poszczególnych województwach w 2018 roku zostały przedstawione na Rysunku 5.6-1;
- Dla mikroinstalacji, ze względu na brak dostępnych danych odnośnie podziału regionalnego przyjęto założenie odnośnie przyjęcia udziału poszczególnych województw na poziomie udziału ilości gospodarstw domowych w danym województwie w ogólnej liczbie gospodarstw domowych<sup>5</sup>;
- Założono stały udział źródeł zawodowych i mikroinstalacji w mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych zgodnie ze stanem wyjściowym w 2018 roku (30% udziału źródeł zawodowych oraz 70% udziału mikroinstalacji).

Prognoza poziomu mocy zainstalowanej w OZE dla poszczególnych województw w 2030 roku dla poszczególnych województw została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-15 Prognoza poziomu mocy zainstalowanej w OZE dla poszczególnych województw w 2030 roku [MW]

	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr offshore
<b>Scenariusz 21%</b>							

<sup>5</sup> W celu określenia ilości gospodarstw domowych w poszczególnych województwach w 2018 wykorzystano [Prognozę gospodarstw domowych 2016-2050](#) opublikowaną przez GUS w 2016.

	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr offshore
Dolnośląskie	5	3	40	87	137	345	
Kujawsko-Pomorskie	15	5	30	298	150	233	
Lubelskie	0	0	28	69	399	234	
Lubuskie	8	0	8	96	62	116	
Łódzkie	1	2	26	287	62	290	
Małopolskie	13	1	16	3	112	351	
Mazowieckie	2	7	38	191	25	618	
Opolskie	2	-	8	69	50	111	
Podkarpackie	15	2	12	67	62	211	3 483
Podlaskie	0	2	24	98	187	133	
Pomorskie	2	0	46	345	37	258	
Śląskie	3	1	42	16	112	541	
Świętokrzyskie	0	6	8	11	12	135	
Warmińsko-Mazurskie	1	1	26	176	224	162	
Wielkopolskie	1	4	49	350	87	363	
Zachodniopomorskie	1	3	34	739	125	203	
<b>Scenariusz 23%</b>							
Dolnośląskie	13	13	46	113	151	381	
Kujawsko-Pomorskie	36	23	35	384	165	257	
Lubelskie	0	0	32	89	440	258	
Lubuskie	20	0	9	123	69	128	
Łódzkie	2	8	30	369	69	320	
Małopolskie	32	3	19	4	124	388	
Mazowieckie	4	35	44	246	27	682	
Opolskie	5	-	9	89	55	122	
Podkarpackie	36	7	14	86	69	232	3 815
Podlaskie	0	9	28	127	206	147	
Pomorskie	6	0	53	444	41	284	
Śląskie	6	5	49	21	124	596	
Świętokrzyskie	1	31	9	14	14	149	
Warmińsko-Mazurskie	3	3	30	226	247	178	
Wielkopolskie	2	18	56	450	96	401	
Zachodniopomorskie	2	13	39	951	137	224	
<b>Scenariusz 32%</b>							
Dolnośląskie	46	58	73	226	215	540	
Kujawsko-Pomorskie	134	103	55	770	234	364	5 308
Lubelskie	1	2	51	178	624	366	

	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr offshore
Lubuskie	73	1	15	248	98	182	
Łódzkie	7	34	48	740	98	454	
Małopolskie	118	12	29	8	176	550	
Mazowieckie	14	161	69	494	39	968	
Opolskie	19	-	15	178	78	174	
Podkarpackie	132	34	22	172	98	330	
Podlaskie	1	41	44	254	293	209	
Pomorskie	21	1	84	890	59	403	
Śląskie	23	23	77	42	176	846	
Świętokrzyskie	2	140	15	28	20	212	
Warmińsko-Mazurskie	11	15	48	454	351	253	
Wielkopolskie	8	83	88	903	137	569	
Zachodniopomorskie	9	58	62	1 908	195	318	

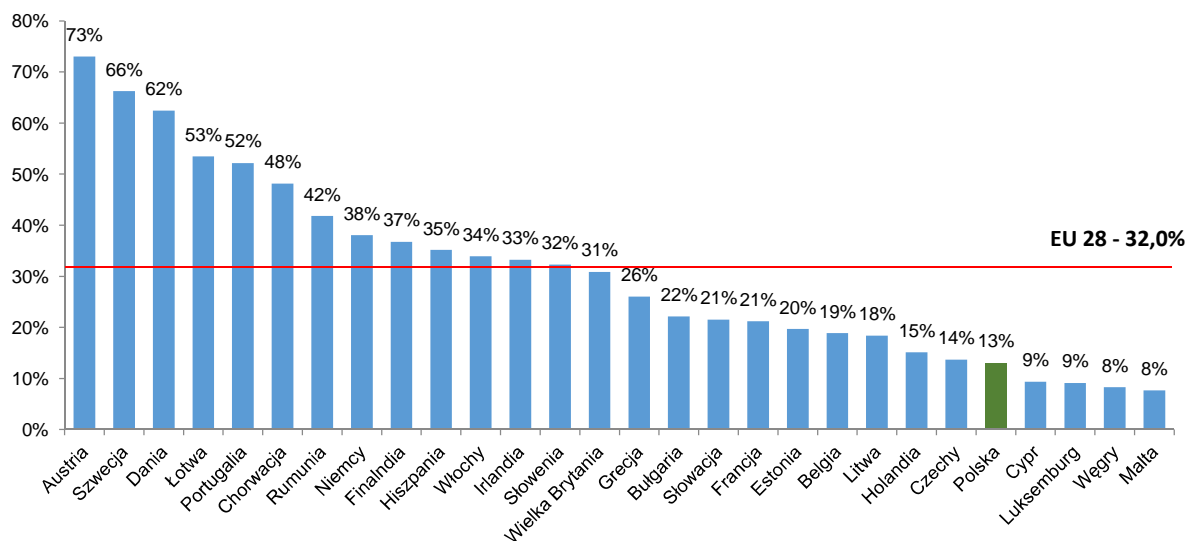
Źródło: Analizy własne

### Stan wyjściowy

Poniższy wykres przedstawia udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w poszczególnych krajach UE w 2018 r.

Według danych Eurostatu na 2018 r. udział ten w Polsce wynosił 13%, podczas gdy średnia w krajach UE osiągnęła poziom 32%.

Wykres 5.6-1 Udział OZE w produkcji energii elektrycznej w poszczególnych krajach UE w 2018 r.



Źródło: Eurostat

Udział OZE w wolumenie produkcji energii elektrycznej w następnych latach ma istotnie wzrosnąć, głównie dzięki rozwojowi energetyki wiatrowej, (lądowej w pierwszych latach projekcji oraz energetyki morskiej od 2025 r.) oraz fotowoltaiki.

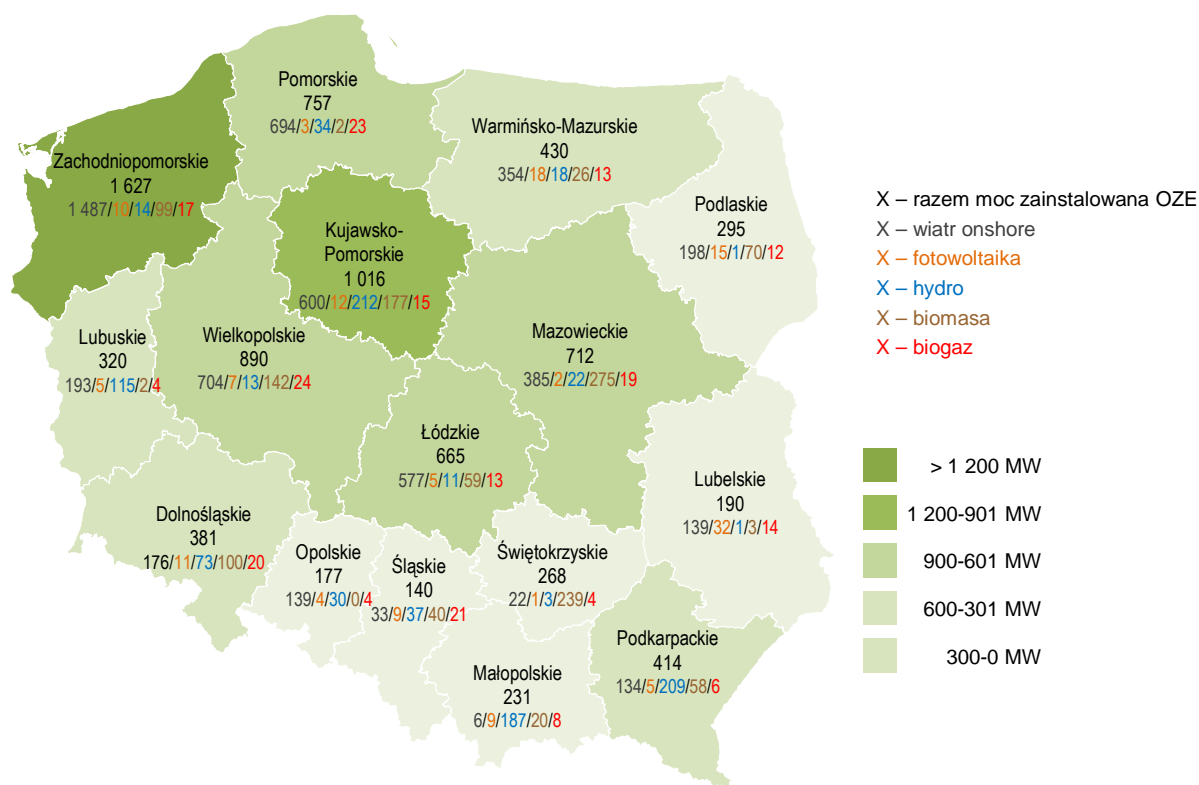
Stan mocy zainstalowanej w OZE na dzień 31.12.2018 został przedstawiony w poniższej tabeli a Rysunek przedstawia rozdystrybuowanie poszczególnych typów OZE na województwa.

Tabela 5.6-16 Moc zainstalowana w OZE w Polsce na 31.12.2018<sup>6</sup>

	Wiatr onshore	Fotowoltaika	Hydro	Biomasa	Biogaz	Razem
Moc zainstalowana na 31.12.2018	5 864	147	988	1 362	235	8 596

Źródło: URE

Rysunek 5.6-1 Moc zainstalowana w OZE w Polsce na 31.12.2018 wg. CIRE



Źródło: Centrum Informacji o Rynku Energii – cire.pl

<sup>6</sup> Dane URE odnośnie mocy zainstalowanej OZE w Polsce



Należy wskazać, iż sumarycznie, powyższe dane różnią się nieznacznie w stosunku do danych opublikowanych przez URE (różnice dla poszczególnych technologii zostały przedstawione poniżej).

Tabela 5.6-17 Zestawienie danych odnośnie mocy zainstalowanej w OZE dla poszczególnych źródeł [MW]

	Wiatr onshore	Fotowoltaika*	Hydro	Biomasa	Biogaz	Razem
Dane wg. CIRE	5 841	148	980	1 312	217	8 498
Dane wg. URE	5 864	147	988	1 362	235	8 596
Różnica	-23	1	-8	-50	-18	-98

\* dane nie obejmują mikroinstalacji fotowoltaicznych

Źródło: Analizy własne na podstawie URE, CIRE

Dane URE zostały wykorzystane jako dane wyjściowe do analizy potrzeb inwestycyjnych, finansowych i luki finansowej, jednakże w związku z brakiem danych od URE odnośnie podziału terytorialnego tych źródeł, na potrzeby analiz regionalnych zostały wykorzystane dane CIRE (w celu określenia docelowego rozkładu terytorialnego).

### Określenie potrzeb inwestycyjnych

Potrzeby inwestycyjne w zakresie OZE zostały zdefiniowane jako prognozowany przyrost mocy zainstalowanej dla poszczególnych typów źródeł.

W KPEiK wskazano, iż od 2031 roku istotna część lądowych aktywów wiatrowych zacznie osiągać zakładany wiek eksploatacji, w związku z czym konieczne będzie poniesienie nakładów także na odtworzenie wycofywanych aktywów – na potrzeby KPEiK założono średnie roczne wycofywanie 250 MW mocy zainstalowanych w latach 2031-2035 oraz 750 MW w latach 2036-2040.

Z uwagi na brak wskazań w dokumentach strategicznych odnośnie konieczności ponoszenia nakładów odtworzeniowych w związku z osiąganiem przez te źródła zakładanego wieku eksploatacji w okresie do 2030 r., założono, iż wszelkie nakłady inwestycyjne w zakresie OZE będą związane ze zwiększeniem krajowych zdolności wytwórczych w tym zakresie.

Wskaźnik wielkości potrzeb inwestycyjnych skalkulowany został osobno dla Scenariusza 21%, Scenariusza 23% oraz Scenariusza 32% dla poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej z OZE jako wolumen przyrostu mocy dla danej technologii w poszczególnych podokresach na przestrzeni od 31 grudnia 2018 do końca 2030 roku (zgodnie z poniższym wzorem – przy czym w przypadku spadku poziomu mocy zainstalowanej dla danego typu źródła w danym okresie, jako potrzebę inwestycyjną przyjęto 0 MW).

$$PI_{ScX,T} = M_{ScX,T} - M_{ScX,T-1}$$

Gdzie:

$PI_{ScX,T}$  – Potrzeby inwestycyjne dla technologii  $T$  dla Scenariusza  $X$  (21%, 23% albo 32%)

$M_{ScX,T}$  – Przyrost mocy dla Scenariusza  $X$  w okresie 2019-2030 dla technologii  $T$

Tabela 5.6-18 Potrzeby inwestycyjne w podziale na poszczególne typy źródeł w latach 2019-2030 dla analizowanych scenariuszy [MW]

	2019-2020	2021-2025	2026-2030	Razem
<b>Scenariusz 21%</b>				
Hydro	-	105	37	142
Biomasa	-	443	354	797
Biogaz	40	194	205	439
Wiatr onshore	2 807	70	25	2 902
Wiatr offshore	-	662	2 821	3 483
Fotowoltaika	1 596	2 420	2 132	6 148
SUMA	3 608	3 893	5 573	13 075
<b>Scenariusz 23%</b>				
Hydro	13	115	40	168
Biomasa	-	485	388	873
Biogaz	67	212	224	503
Wiatr onshore	3 633	77	27	3 737
Wiatr offshore	-	725	3 090	3 815
Fotowoltaika	1 795	2 650	2 335	6 780
SUMA	4 803	4 264	6 104	15 171
<b>Scenariusz 32%</b>				
Hydro	402	160	56	618
Biomasa	(448)	675	540	767
Biogaz	186	295	312	793
Wiatr onshore	7 349	107	38	7 494
Wiatr offshore	-	1 009	4 299	5 308
Fotowoltaika	2 689	3 687	3 249	9 625
SUMA	10 180	5 933	8 493	24 605

Źródło: PEP2040, URE, analizy własne

Potrzeby inwestycyjne w podziale na województwa zostały skalkulowane w tożsamy sposób i zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-19 Potrzeby inwestycyjne w OZE dla poszczególnych województw w perspektywie do 2030 roku [MW]

Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr offshore
-------	---------	--------	---------------	-----------------------	--------------------------------	----------------

<b>Scenariusz 21%</b>						
Dolnośląskie	11	61	40	87	137	345
Kujawsko-Pomorskie	31	108	30	298	150	233
Lubelskie	0	2	28	69	399	234
Lubuskie	17	1	8	96	62	116
Łódzkie	2	36	26	287	62	290
Małopolskie	27	12	16	3	112	351
Mazowieckie	3	167	38	191	25	618
Opolskie	4	-	8	69	50	111
Podkarpackie	30	35	12	67	62	211
Podlaskie	0	43	24	98	187	133
Pomorskie	5	1	46	345	37	258
Śląskie	5	24	42	16	112	541
Świętokrzyskie	0	145	8	11	12	135
Warmińsko-Mazurskie	3	16	26	176	224	162
Wielkopolskie	2	86	49	350	87	363
Zachodniopomorskie	2	60	34	739	125	203

3 483

	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr offshore
<b>Scenariusz 23%</b>							
Dolnośląskie	13	67	46	113	151	381	
Kujawsko-Pomorskie	36	118	35	384	165	257	
Lubelskie	0	2	32	89	440	258	
Lubuskie	20	1	9	123	69	128	
Łódzkie	2	39	30	369	69	320	
Małopolskie	32	13	19	4	124	388	
Mazowieckie	4	183	44	246	27	682	
Opolskie	5	-	9	89	55	122	
Podkarpackie	36	39	14	86	69	232	
Podlaskie	0	47	28	127	206	147	
Pomorskie	6	1	53	444	41	284	
Śląskie	6	27	49	21	124	596	
Świętokrzyskie	1	159	9	14	14	149	
Warmińsko-Mazurskie	3	17	30	226	247	178	
Wielkopolskie	2	94	56	450	96	401	
Zachodniopomorskie	2	66	39	951	137	224	

3 815

	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr offshore
<b>Scenariusz 32%</b>							
Dolnośląskie	46	93	73	226	215	540	
Kujawsko-Pomorskie	134	164	55	770	234	364	
Lubelskie	1	3	51	178	624	366	
Lubuskie	73	2	15	248	98	182	
Łódzkie	7	55	48	740	98	454	
Małopolskie	118	19	29	8	176	550	
Mazowieckie	14	255	69	494	39	968	
Opolskie	19	-	15	178	78	174	5 308
Podkarpackie	132	54	22	172	98	330	
Podlaskie	1	65	44	254	293	209	
Pomorskie	21	2	84	890	59	403	
Śląskie	23	37	77	42	176	846	
Świętokrzyskie	2	221	15	28	20	212	
Warmińsko-Mazurskie	11	24	48	454	351	253	
Wielkopolskie	8	131	88	903	137	569	
Zachodniopomorskie	9	92	62	1 908	195	318	

Źródło: Analizy własne

Podsumowując, na podstawie przyjętych założeń Wykonawca przyjął, iż pod kątem sumarycznego wolumenu zainstalowanej mocy OZE największe potrzeby inwestycyjne mogą być przypisane do Województwa Zachodniopomorskiego (1 153 – 2 583 MW w zależności od analizowanego scenariusza).

Z kolei najmniejsza część potrzeb inwestycyjnych przypada na Województwo Opolskie (242 – 464 MW w zależności od analizowanego scenariusza).

### 5.6.2.2. Potrzeby finansowe

W celu oszacowania potrzeb finansowych Wykonawca postanowił skorzystać z dwóch źródeł założeń odnośnie jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla poszczególnych technologii OZE:

- Założeń wykorzystanych w PEP2040 sporządzonych na potrzeby tych dokumentów przez Agencję Rynku Energii – jednostkowe nakłady inwestycyjne na potrzeby oszacowania kosztów inwestycyjnych zidentyfikowanej luki inwestycyjnej dla poszczególnych technologii zostały skalkulowane poprzez podzielenie założonych nakładów inwestycyjnych przez założony przyrost mocy osiągalnej w danym okresie, zgodnie ze wzorem poniżej:

$$N_{jPEP_{t,T}} = \frac{N_{t,T}}{M_{t,T}}$$

Gdzie:

$NjPEP_{t,T}$  – Nakłady jednostkowe na technologię  $T$  w okresie  $t$  na podstawie założeń PEP2040

$N_t$  – Nakłady na technologię  $T$  w okresie  $t$

$M_{t,T}$  – Przyrost mocy osiągalnej dla technologii  $T$  w okresie  $t$

- Założeń na podstawie raportu „Renewable Power Generation Costs In 2018”<sup>7</sup> przygotowanego przez Międzynarodową Agencję Energetyki Odnawialnej IRENA<sup>8</sup>. Dane w raporcie przedstawione są na rok 2018 – z uwagi na brak projekcji na kolejne lata przyjęto dynamikę nakładów jednostkowych tożsamą do założeń przedstawionych w PEP2040. Kalkulacja została wykonana zgodnie z poniższym wzorem:

$$NjI_{t,T} = NjIUSD_{2018,T} \times k_{USD/PLN,2018} \times \frac{NjPEP_{t,T}}{NjPEP_{t-1,T}}$$

Gdzie:

$NjI_{t,T}$  – Nakłady jednostkowe na technologię  $T$  w okresie  $t$  na podstawie założeń IRENA

$NjIUSD_{2018,T}$  – Nakłady jednostkowe na technologię  $T$  w okresie  $t$  zgodnie z założeniami IRENA w 2018 r. wyrażone w USD

$k_{USD/PLN,2018}$  – Średni kurs USD/PLN w 2018 wg. NBP (1 USD = 3,6134 PLN)

$NjPEP_{t,T}$  – Nakłady jednostkowe na technologię  $T$  w okresie  $t$  na podstawie założeń PEP2040

$NjPEP_{t-1,T}$  – Nakłady jednostkowe na technologię  $T$  w okresie  $t-1$  na podstawie założeń PEP2040

Koszty jednostkowe na podstawie powyższych założeń zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-20 Prognoza jednostkowych nakładów inwestycyjnych w podziale na technologie wytwarzania [mln PLN / MW]

	2019-2020	2021-2025	2026-2030
<b>Założenia PEP2040</b>			
Hydro	15,5	12,0	13,1
Biomasa	16,9	11,9	12,5
Biogaz	14,4	16,2	16,3
Wiatr łącznie (onshore i offshore)	5,6	10,0	10,5
Fotowoltaika	4,0	3,5	3,1
<b>Założenia IRENA*</b>			

<sup>7</sup> [Renewable Power Generation Costs In 2018, IRENA](#)

<sup>8</sup> IRENA – International Renewable Energy Agency – organizacja międzyrządowa mająca na celu promowanie wykorzystywania energii odnawialnej. Założona przez 75 państw, w tym Polskę, na konferencji międzyrządowej w Bonn 26 stycznia 2009 roku.

	2019-2020	2021-2025	2026-2030
Hydro	17,3	13,4	14,6
Biomasa	7,6	5,3	5,6
Biogaz	7,6	8,5	8,6
Wiatr onshore	5,4	5,4	5,3
Wiatr offshore	15,7	15,4	14,8
Fotowoltaika	4,4	3,9	3,4

\*Dane źródłowe za 2018 w mln USD 2018, przeliczone po kursie średnim 2018 wg. NBP (1 USD = 3,6134 PLN)

Źródło: Analizy własne na podstawie PEP2040, KPEiK, Renewable Power Generation Costs In 2018

Potrzeby finansowe w zakresie OZE zostały oszacowane wedle następującego wzoru:

$$PF_{ScX,Z} = \sum_t \sum_T (M_{ScX,t,T} \times N_{j,t,T,Z})$$

Gdzie:

$PF_{ScX,Z}$  – Potrzeby finansowe dla Scenariusza X przy zestawie założeń Z (PEP2040 lub IRENA)

$M_{ScX,t,T}$  – Przyrost mocy dla Scenariusza X w okresie  $t$  dla technologii  $T$

$N_{j,t,T,Z}$  – Nakłady jednostkowe na technologię  $T$  w okresie  $t$  przy zestawie założeń Z (PEP2040 lub IRENA)

Podsumowanie wartości potrzeb finansowych dla poszczególnych Scenariuszy przy poszczególnych źródłach założeń oraz zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-21 Szacunkowe potrzeby finansowe dla analizowanych Scenariuszy oraz źródeł założeń kosztowych [mln PLN]

Scenariusz	Potrzeby finansowe [mln PLN]	
	Założenia kosztowe PEP	Założenia kosztowe IRENA
Scenariusz 21%	92 987	101 297
Scenariusz 23%	105 711	114 563
Scenariusz 32%	168 090	179 982

Źródło: Analizy własne

Potrzeby finansowe w zakresie OZE w podziale na poszczególne województwa zostały skalkulowane w tożsamy sposób, przy czym zostały one skalkulowane jedynie dla zestawu założeń IRENA (ze względu na dostępność założeń odnośnie jednostkowych nakładów inwestycyjnych na wiatr onshore). Wyniki tego oszacowania zostały przedstawione w poniższej tabeli.



Tabela 5.6-22 Potrzeby finansowe w OZE dla poszczególnych województw w perspektywie do 2030 roku [mln PLN]

	Suma potrzeb finansowych	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr off-shore
<b>Scenariusz 21%</b>								
Dolnośląskie	3 148	145	331	342	472	528	1 329	
Kujawsko-Pomorskie	4 345	421	586	257	1 610	576	896	
Lubelskie	3 061	2	10	240	373	1 536	901	
Lubuskie	1 508	228	7	68	518	240	447	
Łódzkie	3 345	22	195	223	1 548	240	1 118	
Małopolskie	2 376	371	66	137	16	432	1 353	
Mazowieckie	4 788	44	910	325	1 033	96	2 380	
Opolskie	1 121	60	-	68	373	192	428	51 949
Podkarpackie	2 120	415	192	103	359	240	811	
Podlaskie	2 203	2	232	205	531	720	513	
Pomorskie	3 465	67	7	394	1 862	144	992	
Śląskie	3 168	73	132	360	89	432	2 082	
Świętokrzyskie	1 493	6	791	68	59	48	521	
Warmińsko-Mazurskie	2 780	36	86	223	950	864	622	
Wielkopolskie	4 530	26	470	411	1 889	336	1 399	
Zachodniopomorskie	5 897	28	328	291	3 989	480	781	

	Suma potrzeb finansowych	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr off-shore
<b>Scenariusz 23%</b>								
Dolnośląskie	3 587	175	363	391	608	583	1 467	
Kujawsko-Pomorskie	5 142	510	642	293	2 073	636	989	
Lubelskie	3 456	2	11	274	480	1 695	994	
Lubuskie	1 787	276	7	78	667	265	494	
Łódzkie	3 987	26	214	254	1 993	265	1 234	
Małopolskie	2 670	449	73	156	21	477	1 494	
Mazowieckie	5 484	53	997	371	1 330	106	2 627	
Opolskie	1 314	72	-	78	480	212	472	56 897
Podkarpackie	2 453	502	210	117	463	265	895	
Podlaskie	2 536	2	254	235	684	795	566	
Pomorskie	4 190	82	7	450	2 397	159	1 095	
Śląskie	3 533	89	145	410	114	477	2 298	
Świętokrzyskie	1 656	7	867	78	76	53	575	

Warmińsko-Mazurskie	<b>3 255</b>	43	94	254	1 223	954	687
Wielkopolskie	<b>5 362</b>	31	515	469	2 432	371	1 544
Zachodniopomorskie	<b>7 254</b>	34	359	332	5 137	530	863

	Suma potrzeb finansowych	Hydro	Biomasa	Biogaz	Wiatr onshore	Fotowoltaika zawodowa	Fotowoltaika – mikroinstalacje	Wiatr off-shore
<b>Scenariusz 32%</b>								
Dolnośląskie	<b>5 990</b>	739	505	609	1 219	830	2 089	
Kujawsko-Pomorskie	<b>9 966</b>	2 147	893	457	4 156	905	1 408	
Lubelskie	<b>5 243</b>	10	15	426	963	2 413	1 415	
Lubuskie	<b>3 713</b>	1 165	10	122	1 337	377	703	
Łódzkie	<b>6 936</b>	111	298	396	3 997	377	1 757	
Małopolskie	<b>5 085</b>	1 894	101	244	42	679	2 127	
Mazowieckie	<b>8 747</b>	223	1 387	579	2 667	151	3 740	
Opolskie	<b>2 362</b>	304	-	122	963	302	672	
Podkarpackie	<b>5 172</b>	2 117	293	183	928	377	1 274	
Podlaskie	<b>4 038</b>	10	353	365	1 372	1 131	806	
Pomorskie	<b>7 648</b>	344	10	701	4 808	226	1 559	
Śląskie	<b>5 395</b>	375	202	640	229	679	3 272	
Świętokrzyskie	<b>2 404</b>	30	1 206	122	152	75	818	
Warmińsko-Mazurskie	<b>5 497</b>	182	131	396	2 452	1 357	978	
Wielkopolskie	<b>9 183</b>	132	716	731	4 877	528	2 199	
Zachodniopomorskie	<b>13 442</b>	142	499	518	10 301	754	1 228	79 161

Źródło: Analizy własne

Powyższe szacunki wskazują, iż województwem z największym oszacowaniem potrzeb finansowych w zakresie OZE jest Województwo Zachodniopomorskie (5,9-13,4 mld PLN w zależności od scenariusza).

Z kolei województwem z najmniejszym poziomem szacunkowych kosztów luki infrastrukturalnej jest Województwo Opolskie (1,1-2,4 mld PLN w zależności od scenariusza).

### 5.6.2.3. Luka finansowa

W zakresie OZE zasadnym wydaje się stwierdzenie, iż można oczekiwać występowania luki finansowej.

Luka finansowa może być następstwem braku możliwości pozyskania odpowiedniego finansowania z prywatnego rynku długu pomimo potencjalnej opłacalności projektów do sfinansowania.

### Źródła zawodowe

W zakresie inwestycji w źródła zawodowych, są one często realizowane przez duże przedsiębiorstwa, bądź przedsiębiorstwa publiczne, które, zgodnie z wynikami analiz dla obszaru przedsiębiorczości, co do zasady nie mają problemów z pozyskiwaniem finansowania dłużnego. Podparte jest to danymi odnośnie wskaźnika odrzuconych wniosków kredytowych składanych przez te instytucje.

Jednakże Wykonawca jest świadomy, iż założenie to może być zaburzone przez sposób pozyskiwania finansowania przez te podmioty – złożenie wniosku o finansowanie w przypadku takich podmiotów jest przeważnie poprzedzone wstępnymi negocjacjami z instytucjami finansującymi. Oznacza to, iż, w sytuacji braku zainteresowania ze strony instytucji finansujących odnośnie udzielenia finansowania stosowne wnioski po prostu nie są składane przez podmioty szukające źródeł finansowania (przez co nie są one odzwierciedlone w publicznie dostępnych statystykach w tym zakresie).

Dodatkowo rynek OZE jest rynkiem w istotnym stopniu zależnym od otoczenia regulacyjnego, a to w ostatnich latach w obszarze OZE było bardzo zmienne (choćby wprowadzenie w 2016 r. tzw. ustawy odległościowej w zakresie lądowych farm wiatrowych spowodowało odwrócenie się instytucji finansowych od dostarczania finansowania dla sektora OZE i skutkowało brakiem możliwości sfinansowania inwestycji przez inwestorów, nawet jeśli analizy finansowe potwierdzały jej opłacalność).

### Mikroinstalacje

W zakresie mikroinstalacji istnieją istotne przesłanki do stwierdzenia występowania luki finansowej. Mikroinstalacje w znaczącej mierze są realizowane przez osoby prywatne. Istotną część osób prywatnych może mieć problem ze sfinansowaniem nakładów na mikroinstalacje we własnym zakresie, bądź też z pozyskaniem finansowania dłużnego na taką inwestycję ze względu na brak zdolności kredytowej (bądź też awersję do ryzyka związaną ze zwiększeniem stopnia zadłużenia). Może to skutkować brakiem realizacji inwestycji pomimo posiadania przez te osoby odpowiednich warunków do zainstalowania mikroinstalacji (np. w postaci istotnej powierzchni dachowej z odpowiednim stopniem nasłonecznienia).

#### **5.6.2.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia**

Z uwagi na duże prawdopodobieństwo występowania luki finansowej w obszarze OZE rekomenduje rozważenie wykorzystania instrumentów finansowych.

W przypadku źródeł zawodowych należy mieć na uwadze, iż istnieje dla nich dedykowany system wsparcia w postaci aukcji OZE (w ramach tego systemu wsparcia instalacje, które wygrają poszczególne aukcje, mają zagwarantowany poziom sprzedaży energii elektrycznej na okres 15 lat). Z uwagi na powyższe w tym aspekcie zasadne wydaje się wykorzystanie instrumentów zwrotnych.

W odniesieniu do mikroinstalacji zasadne wydaje się wykorzystanie zarówno instrumentów zwrotnych, jak i dotacji, w zależności od konkretnego przypadku.

Warto zauważyć, iż funkcjonują już takie instrumenty wsparcia (np. dotacje w ramach programów Mój Prąd, Agroenergia, pożyczki w ramach programu Czyste Powietrze). Rozszerzenie dostępnych instrumentów zwrotnych w tym zakresie może przełożyć się na zwiększenie prawdopodobieństwa realizacji celów zakładanych w dokumentach strategicznych.

### 5.6.3. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu

#### 5.6.3.1. Potrzeby inwestycyjne

##### Stan docelowy / pożądany

Zgodnie z przyjętą metodologią w zakresie kogeneracji Wykonawca przyjął iż stan docelowy został określony w analizowanych dokumentach strategicznych, w szczególności w PEP2040 oraz KPEiK. Docelowy poziom mocy osiągalnej netto źródeł kogeneracyjnych dla poszczególnych typów źródeł został przedstawiony w Tabeli 5.6-4.

##### Określenie potrzeb inwestycyjnych

Założenia odnośnie zmiany wolumenu mocy osiągalnej netto źródeł kogeneracyjnych zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-23 Prognoza zmiany mocy osiągalnej netto źródeł kogeneracyjnych [MW]\*

	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Elektrociepłownie zawodowe na węgiel kamienny	667	-330	-839
Elektrociepłownie zawodowe na gaz ziemny	1 760	1 119	564
Elektrociepłownie przemysłowe	48	-233	-30

\* Nie uwzględniono źródeł biomasowych uwzględnionych w rozdziale odnośnie OZE

Źródło: Analizy własne na podstawie PEP2040, KPEiK

Powyższe dane wskazują na istotny wzrost mocy zainstalowanych w kogeneracji w latach 2016-2020 oraz stopniowe zastępowanie źródeł węglowych przez źródła gazowe.

W latach 2016-2018 zrealizowano już szereg inwestycji w nowe gazowe źródła kogeneracyjne w Polsce, w tym dotyczące m.in.: nowych bloków w Płocku, Włocławku czy Toruniu a w przyszłości udział tych źródeł w igrzysku energetycznym ma istotnie wzrosnąć.

Warto wspomnieć, iż systemem wsparcia dedykowanym dla nowych wsparciem objęte mogą być jedynie źródła o poziomie emisji nieprzekraczającym 450 kg/MWh wytwarzanej energii (elektrycznej i cieplnej łącznie) co w znaczący sposób ogranicza możliwość korzystania z systemu wsparcia przez jednostki węglowe.

### 5.6.3.2. Potrzeby finansowe

Wykonawca przyjął iż szacunki nakładów inwestycyjnych w zakresie źródeł kogeneracyjnych przedstawione w dokumentach strategicznych (patrz Tabela 5.6-7) w danych okresach odpowiadają potrzebom finansowym na ten okres.

Z uwagi na brak danych publicznych odnośnie nakładów w tym obszarze w okresie od 2016 roku oraz kilkuletniego okresu realizacji inwestycji kogeneracyjnych, przyjęto, iż finansowanie nakładów w zakresie kogeneracji do końca 2020 r. zostało już zapewnione przez podmioty realizujące dane projekty, w związku z czym potrzeby finansowe materializują się począwszy od 2021 roku.

Uwzględniając powyższe, potrzeby finansowe w zakresie źródeł kogeneracji zostały przyjęte na poziomie 26 253 mln PLN.

### 5.6.3.3. Luka finansowa

Przyjęto założenie, iż w zakresie projektów kogeneracyjnych realizowanych przez duże przedsiębiorstwa z istotnym udziałem Skarbu Państwa bądź też będące częścią międzynarodowych grup kapitałowych działających w obszarze energetyki na dzień dzisiejszy nie ma przesłanek do stwierdzenia występowania luki finansowej. Takie przedsiębiorstwa co do zasady nie mają problemów z pozyskiwaniem finansowania na realizację inwestycji w przypadku wykazywania przez daną inwestycję opłacalnego modelu biznesowego.

Ponadto, w celu stworzenia zachęty do inwestycji w źródła kogeneracyjne, w 2019 roku został wdrożony system wsparcia dla tego typu źródeł, przy czym wsparcie będzie przysługiwało tylko jednostkom, dla których jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla będzie wynosił maksymalnie 450 kg/MWh wytwarzanej energii (elektrycznej i ciepłej łącznie) – łączny szacowany koszt tego systemu w okresie 2019-2048 został oszacowany w dokumentach strategicznych na poziomie 36,3 mld PLN. Płatności z tytułu systemu wsparcia uruchamiane są po ukończeniu inwestycji, jednakże możliwość ich pozyskania powinna stanowić czynnik ułatwiający pozyskanie finansowania.

Z drugiej strony należy zauważyć, iż wybrane instytucje finansowe wycofują się z finansowania projektów związanych z energetyką konwencjonalną (z finansowania źródeł węglowych wycofały się m.in. mBank, Standard Chartered, HSBC, Generali; w listopadzie 2019 roku Europejski Bank Inwestycyjny podjął decyzję odnośnie wycofania się ze wsparcia projektów gazowych).

Z uwagi na powyższe można przyjąć, iż luka finansowa w tym obszarze pojawi się w przyszłości, jednakże na dzień sporządzenia niniejszego Raportu nie jest możliwe określenie czy i w jakiej wielkości to nastąpi.

Część projektów w zakresie kogeneracji to projekty o mniejszej skali realizowane przez komunalne spółki ciepłownicze. Sytuacja finansowa wielu z tych spółek jest trudna głównie ze względu na rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ciepłe

zimy, które znacząco przekładają się na spadek przychodów przedsiębiorstw ciepłowniczych. Podmioty te mają też utrudniony dostęp do instrumentów wsparcia w ramach środków publicznych ze względu na brak spełniania kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego (patrz definicja efektywnego systemu ciepłowniczego – Rozdział 5.6.1.10.). Z uwagi na powyższe, w przeciwieństwie do większych projektów kogeneracyjnych, w odniesieniu do projektów realizowanych przez spółki komunalne istnieje istotne prawdopodobieństwo wystąpienia luki finansowej.

#### **5.6.3.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia**

Z uwagi na możliwe wystąpienie luki finansowej rekomenduje się rozważenie wykorzystania instrumentów finansowych.

Mając na uwadze funkcjonujący już dedykowany system wsparcia kogeneracji należy dla większych projektów rozważyć w pierwszej kolejności wykorzystanie instrumentów finansowych.

W odniesieniu do projektów realizowanych przez spółki komunalne poza instrumentami finansowymi należy także rozważyć szerokie wykorzystanie dotacji, w szczególności w odniesieniu do inwestycji na obszarach strategicznej interwencji, charakteryzujących się z jednej strony szczególnymi zaniedbaniami w zakresie ilości i jakości dostępnej infrastruktury, ale także niską gęstością zaludnienia. Na obszarach tych opłacalność rynkowa inwestycji przedsiębiorstw jest relatywnie niższa od inwestycji na pozostałych obszarach kraju, co powoduje rezygnowanie lub odsuwanie w czasie realizacji tego typu przedsięwzięć. Na tych obszarach wsparcie z udziałem środków publicznych wydaje się słusznym rozwiązaniem, zmierzającym do zapewnienia infrastruktury niezbędnej dla uruchomienia procesów rozwoju gospodarczego oraz spowolnienia niekorzystnych procesów ekonomicznych i społecznych.

### **5.6.4. Infrastruktura gazowa – sieci gazowe oraz interkonektory**

#### **5.6.4.1. Potrzeby inwestycyjne**

Zgodnie z przyjętą metodologią Wykonawca przyjął iż stan docelowy w obszarze infrastruktury przesyłowej sieci gazowej oraz interkonektorów określony jest poprzez stan przedstawiony w analizowanych dokumentach strategicznych oraz planach inwestycyjnych podmiotów odpowiedzialnych za poszczególne elementy infrastruktury. Także potrzeby inwestycyjne w tym obszarze zostały przedstawione w tych dokumentach.

#### **5.6.4.2. Potrzeby finansowe**



Wykonawca przyjął, iż potrzeby finansowe stanowią szacowany koszt inwestycji przedstawiony w analizowanych dokumentach strategicznych oraz planach inwestycyjnych w perspektywie do 2030 roku.

W KPEiK zaprezentowano szacunki nakładów inwestycyjnych w okresie 2016-2040 w podziale na okresy 5-letnie. Z uwagi na brak publicznie dostępnych informacji odnośnie kwoty inwestycji zrealizowanej w latach 2016-2018 nie oszacowano luki inwestycyjnej do końca pierwszego 5-letniego okresu szacunku nakładów inwestycyjnych (czyli do roku 2020).

Jako lukę inwestycyjną przyjęto szacunki nakładów inwestycyjnych na okres 2021-2030 przedstawione w KPEiK, czyli na kwotę 54 888 mln PLN.

#### **5.6.4.3. Luka finansowa**

Głównym podmiotem odpowiedzialnym za realizację zadań inwestycyjnych w zakresie sieci przesyłowej gazu i interkonektorów jest Gaz-System, który pełni rolę Operatora Gazociągów Przesyłowych. Spółka ta należy w 100% do Skarbu Państwa.

Z uwagi na fakt, iż inwestycje te mają istotne znaczenie dla bezpieczeństwa narodowego, przyjęto, iż finansowanie na realizację zakładanych inwestycji zostanie zapewnione w odpowiedniej wartości bądź w drodze uzyskania odpowiednich środków od Skarbu Państwa, bądź w formie finansowania dłużnego (założono, iż w przypadku ewentualnego finansowania przez inwestorów finansowych w razie konieczności Gaz-System byłby w stanie uzyskać gwarancje Skarbu Państwa) lub dofinansowania ze środków UE, bądź też poprzez podwyższenie stawki opłaty przesyłowej do poziomu zapewniającego odpowiedni poziom środków na realizację zakładanych inwestycji.

Inwestycje w sieci dystrybucyjne gazu w Polsce realizowane są głównie przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o., największą spółkę Grupy Kapitałowej PGNiG (w której głównym akcjonariuszem jest także Skarb Państwa – 71,88% głosów). Do Polskiej Spółki Gazownictwa należy 97% sieci dystrybucyjnej na terenie kraju. Dlatego też także w zakresie sieci gazowych założono, iż podmiot je realizujący będzie w stanie zapewnić odpowiednie środki na realizację założonego programu inwestycyjnego.

Z uwagi na powyższe przyjęto, iż w zakresie sieci gazowych nie ma przesłanki do stwierdzenia występowania luki finansowej.

Warto przy tym wspomnieć, iż w przypadku infrastruktury gazu trwają negocjacje co do możliwości ich finansowania ze środków UE z budżetu na lata 2021-2027 – oznacza to, iż w przyszłości dostęp do źródeł finansowania inwestycji w tym obszarze może być trudniejszy niż w dniu dzisiejszym.

#### **5.6.4.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia**

Brak przesłanek do stwierdzenia luki finansowej nie oznacza braku wskazania do rozważenia możliwości zastosowania instrumentów o charakterze zwrotnym. Ewentualne zastosowanie instrumentów zwrotnych oraz dotacji może być wskazane w szczególności w zakresie sieci dystrybucji gazu w celu stworzenia zachęty do realizacji inwestycji na obszarach charakteryzujących się z jednej strony szczególnymi zaniedbaniami w zakresie ilości i jakości dostępnej infrastruktury, ale także niską gęstością zaludnienia i dużymi odległościami pomiędzy potencjalnymi odbiorcami końcowymi. Na obszarach tych opłacalność rynkowa inwestycji jest relatywnie niższa od inwestycji na pozostałych obszarach kraju, co powoduje rezygnowanie lub odsuwanie w czasie realizacji tego typu przedsięwzięć. Na tych obszarach wsparcie z udziałem środków publicznych wydaje się słusznym rozwiązaniem, zmierzającym do zapewnienia infrastruktury niezbędnej dla uruchomienia procesów rozwoju gospodarczego oraz spowolnienia niekorzystnych procesów ekonomicznych i społecznych.

### **5.6.5. Magazyny gazu**

#### **5.6.5.1. Potrzeby inwestycyjne**

Wykonawca przyjął, iż w zakresie magazynowania gazu stan pożądaný w 2030 roku jest zgodny z celami wskazanymi w KPEiK, tj.:

- Wzrostem pojemności magazynowej z 3,2 mln m<sup>3</sup> do co najmniej 4,0 mln m<sup>3</sup>;
- zwiększenie maksymalnej mocy odbioru gazu z instalacji magazynowych z 48,7 mln m<sup>3</sup> na dobę do min. 60 mln m<sup>3</sup> na dobę.

Oznacza to, iż potrzeby inwestycyjne stanowi infrastruktura zwiększająca pojemność magazynową o 0,8 mld m<sup>3</sup> oraz maksymalną moc odbioru gazu z instalacji o 11,3 mln m<sup>3</sup> na dobę.

#### **5.6.5.2. Potrzeby finansowe**

W publicznie dostępnych dokumentach strategicznych nie zostały wskazane szacunkowe nakłady na inwestycje związane z magazynowaniem gazu. Ze względu na powyższe oraz specyfikę tych aktywów Wykonawca nie oszacował wielkości potrzeb finansowych.

#### **5.6.5.3. Luka finansowa**

W Polsce podziemne magazyny gazu stanowią aktywa należące do Grupy Kapitałowej PGNIG (w której głównym akcjonariuszem jest także Skarb Państwa – 71,88% głosów), w tym przede wszystkim poprzez spółkę zależną Gas Storage Poland Sp. z o.o., która decyzją URE pełni rolę Operatora Systemu Magazynowania.

Ponadto inwestycje w podziemne magazyny gazu rozważa Gaz-System.

W ramach analiz w obszarze przedsiębiorczości stwierdzono, iż duże przedsiębiorstwa co do zasady nie mają problemów z pozyskaniem finansowania na

planowane inwestycje, co przekłada się na brak przesłanek do stwierdzenia luki w tym obszarze.

Jednakże w ramach dokumentów strategicznych stwierdzono, iż budowa i rozbudowa kawernowych podziemnych magazynów gazu cechuje się wysoką kapitałochłonnością i czasochłonnością oraz niską rentownością inwestycji, co w przeważającej ilości przypadków uniemożliwia budowę w oparciu o mechanizmy rynkowe. Niemniej jednak realizacja tego typu inwestycji jest istotna ze względu na bezpieczeństwo państwowe.

Dlatego też można stwierdzić, iż istnieje istotne prawdopodobieństwo wystąpienia luki finansowej w obszarze magazynowania gazu.

#### **5.6.5.4. Możliwe do zastosowania instrumenty finansowe**

Z uwagi na możliwość wystąpienia luki finansowej w obszarze magazynów gazu, a także ich istotnej roli dla bezpieczeństwa energetycznego państwa, należy rozważyć wsparcie inwestycji w tym obszarze poprzez zarówno dotacje jak i zwrotne instrumenty finansowe (w zależności od specyfiki i ekonomiki danej inwestycji).

### **5.6.6. Sieci elektryczne – infrastruktura przesyłowa oraz połączenia transgraniczne**

#### **5.6.6.1. Potrzeby inwestycyjne**

Wykonawca przyjął iż stan docelowy w obszarze infrastruktury przesyłowej został określony w dokumentach strategicznych – w tym na rok 2030 został w szczególności przedstawiony w PRSP 2021-2030. Stan docelowy to stan infrastruktury po osiągnięciu celów przedstawionych w dokumentach strategicznych – główne cele zostały podsumowane w Rozdziale 5.6.1.6. Potrzeby inwestycyjne stanowią inwestycje planowane do zrealizowania w perspektywie do 2030 roku dzięki którym założone cele mają być osiągnięte.

#### **5.6.6.2. Potrzeby finansowe**

Na potrzeby oszacowania potrzeb finansowych w zakresie infrastruktury przesyłu energii elektrycznej Wykonawca postanowił oprzeć się na założeniach przedstawionych w PRSP2018-2027, PRSP2021-2030 oraz PEP2040.

Potrzeby finansowe na lata 2019-2020 zostały przyjęte na podstawie planów inwestycyjnych przedstawionych w PRSP 2018-2027 – szacowane nakłady w tym okresie wynoszą odpowiednio 1,4 mld PLN w 2019 roku oraz 1,8 mld PLN w 2020 roku.

Wartość nakładów inwestycyjnych w PRSP2021-2030 na okres objęty dokumentem został oszacowany na 14,0 mld PLN przy realizacji scenariusza „ekspansji”<sup>9</sup>.

Nakłady na infrastrukturę przesyłową na podstawie PEP2040 zostały przedstawione w Tabeli 5.6.9.

Zgodnie z tym źródłem danych szacowany koszt inwestycji w tym obszarze na lata 2021-2030 wynosi 20,2 mld PLN<sup>10</sup>.

Porównanie szacunków odnośnie nakładów inwestycyjnych na infrastrukturę przesyłu energii elektrycznej na podstawie analizowanych dokumentów strategicznych zostało przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-24 Prognoza potrzeb finansowych w zakresie infrastruktury przesyłu energii elektrycznej [mld PLN]\*

	2019-2020	2021-2030	Razem potrzeby finansowe
PRSP2021-2030	3,2*	14,0	17,2
PEP2040	3,2*	20,2	23,4

\*Dane PRSP2018-2027

Źródło: Analizy własne na podstawie PEP2040, PRSP2018-2027, PRSP2021-2030

Analiza dokumentacji strategicznej wskazała na różnice w szacunkach wysokości nakładów na infrastrukturę przesyłu energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi dokumentami – różnica ta wynosi 6,2 mld PLN.

Szacunkowe potrzeby finansowe w zakresie infrastruktury przesyłu energii elektrycznej w zależności od źródła danych mogą zawierać się w przedziale 17,2 mld PLN-23,4 mld PLN.

### 5.6.6.3. Luka finansowa

Głównym podmiotem odpowiedzialnym za realizację zadań inwestycyjnych w zakresie sieci przesyłu energii elektrycznej oraz połączeń transgranicznych jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., pełniąca rolę OSP – jest to podmiot w 100% zależny od Skarbu Państwa.

Inwestycje realizowane przez PSE mają charakter strategiczny i odgrywają istotną rolę w zakresie zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa KSE.

<sup>9</sup> Całość planowanych inwestycji na lata 2021-2030 w sieć przesyłową (w tym na inwestycje w infrastrukturę połączeń transgranicznych) w ramach PRSP2021-2030 oszacowano w wariantcie z maksymalnym zakresem inwestycji określonym jako wariant „ekspansji” – oparty na scenariuszu dynamicznego rozwoju morskich farm wiatrowych – 10,1 GW mocy zainstalowanej w perspektywie do 2030 r., który wymagał oprócz inwestycji na północy kraju, wzmocnienia sieci przesyłowej w środkowej części KSE. Razem nakłady inwestycyjne w tym scenariuszu oszacowano na 14,0 mld PLN.

<sup>10</sup> 4,6 mld EUR 2016 przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

Należy też wspomnieć, iż elementem opłat za energię elektryczną uiszczanych przez odbiorców końcowych jest opłata przesyłowa, która stanowi element generowania przepływów pieniężnych do PSE.

Z uwagi na powyższe przyjęto, iż finansowanie na realizację zakładanych inwestycji zostanie zapewnione w odpowiedniej wartości bądź w drodze uzyskania odpowiednich środków od Skarbu Państwa, bądź w formie finansowania dłużnego lub dofinansowania ze środków UE, bądź też poprzez podwyższenie stawki opłaty przesyłowej do poziomu zapewniającego odpowiedni poziom środków na realizację zakładanych inwestycji.

Z uwagi na powyższe Wykonawca nie stwierdził przesłanek do stwierdzenia występowania luki finansowej w obszarze infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej.

#### **5.6.6.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia**

Brak przesłanek do stwierdzenia występowania luki finansowej nie jest przesłanką do wskazania braku zasadności wykorzystywania instrumentów wsparcia w tym segmencie (zarówno zwrotnych, jak i dotacji) w szczególności przy realizacji inwestycji o strategicznym znaczeniu oraz silnym pozytywnym oddziaływaniu regionalnym.

#### **5.6.7. Sieci elektryczne – sieci dystrybucyjne**

##### **5.6.7.1. Potrzeby inwestycyjne**

###### Stan docelowy / pożądaný

Głównym zadaniem sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej jest dostarczenie energii elektrycznej z punktów odbioru od sieci przesyłowej do odbiorców końcowych. Dlatego też na potrzeby analizy stanu pożądanego porównano wskaźniki jakości dystrybucji energii elektrycznej SAIDI oraz SAIFI (opisane w Rozdziale 5.6.1.7) dla wybranych krajów europejskich.

Jako stan docelowy przyjęto stan wskazany w dokumentach strategicznych – osiągnięcie do 2025 r. wskaźników SAIDI oraz SAIFI w KSE poziomu średniej w UE i otrzymywanie ich na poziomie średniej UE w kolejnych latach.

###### Potrzeby inwestycyjne

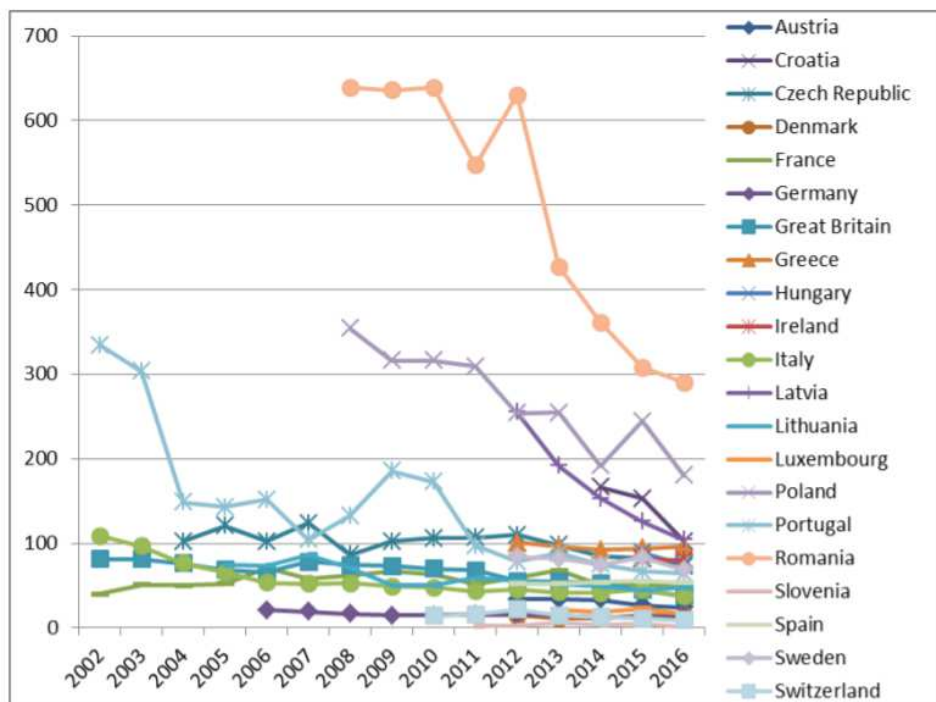
Poniżej przedstawiono zestawienie wskaźników SAIDI oraz SAIFI w krajach europejskich na podstawie danych publikowanych przez CEER<sup>11</sup> (ang. Council of European Energy Regulators – Zgromadzenie Ogólne Rady Europejskich Regulatorów Energii).

---

<sup>11</sup> [CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, 2018](#)

W ramach analizy porównawczej wykorzystano wskaźniki przerw nieplanowanych bez uwzględnienia zdarzeń katastrofalnych (w szczególności klęsk żywiołowych) w celu zwiększenia porównywalności danych. Należy wspomnieć, iż nie ma jednolitej metodologii obliczania wskaźników jakości dostaw energii elektrycznej dla wszystkich krajów, co może przekładać się na wartość uzyskiwanych wskaźników.

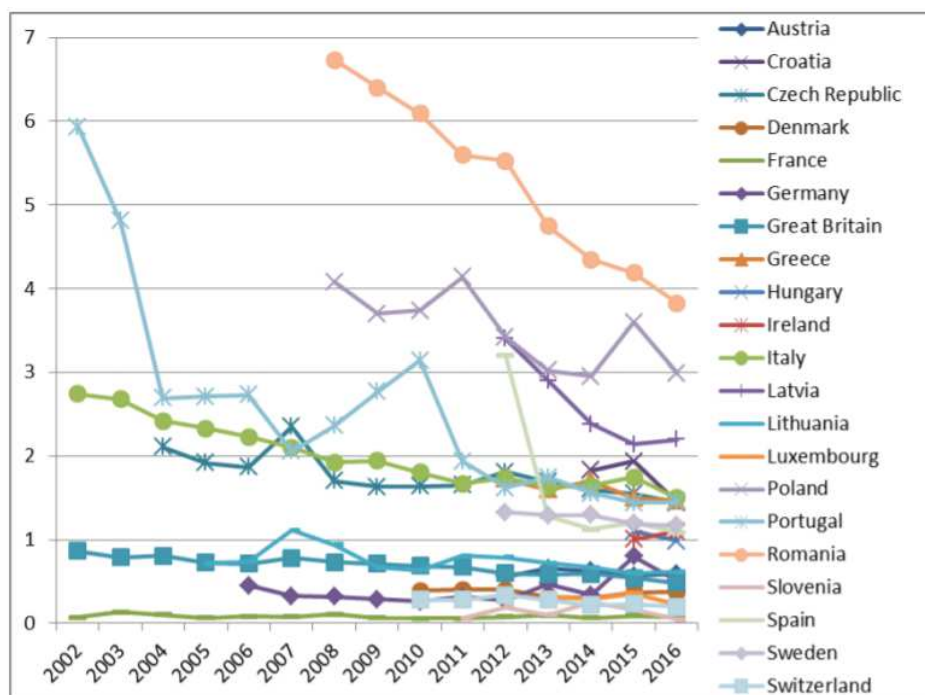
Wykres 5.6-2 Wskaźnik nieplanowanego SAIDI bez uwzględnienia zdarzeń katastrofalnych dla krajów europejskich [minuty z przerwą w dostawie prądu na użytkownika końcowego]



Źródło: CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, 2018

Wykres 5.6-3 Wskaźnik nieplanowanego SAIFI bez uwzględnienia zdarzeń katastrofalnych dla krajów europejskich [liczba przerw w dostawie energii elektrycznej na użytkownika końcowego]





Źródło: CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, 2018

Tabela 5.6-25 Porównanie wskaźników SAIDI i SAIFI dla Polski i krajów europejskich w latach 2012-2016

	2012	2013	2014	2015	2016
SAIDI [minuty z przerwą w dostawie prądu na użytkownika końcowego]					
Polska	254,0	254,9	191,8	244,2	180,2
Kraje europejskie w ramach CEER	110,0	89,5	81,0	79,2	68,5
Stosunek PL vs. średnia	231%	285%	237%	308%	263%
SAIFI [liczba przerw w dostawie energii elektrycznej na użytkownika końcowego]					
Polska	3,42	3,02	2,95	3,60	2,99
Kraje europejskie w ramach CEER	1,59	1,30	1,25	1,25	1,13
Stosunek PL vs. średnia	215%	232%	235%	287%	264%

Źródło: CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, 2018

W analizowanym okresie 2012-2016 wskaźniki jakości dostaw energii elektrycznej w Polsce były istotnie gorszy niż dla większości krajów europejskich – dla obu wskaźników w latach 2013-2016 gorszy poziom wskaźników wśród krajów uwzględnionych w ramach analizy był osiągnięty jedynie przez Rumunię.

Sumaryczna roczna długość przerw w dostawach energii elektrycznej oraz liczba tych przerw w latach 2012-2016 oscylowały w przedziałach 2-3 krotnie większych niż średnia europejska.

Należy przy tym wspomnieć, iż zarówno planowany wzrost udziału OZE w miksie energetycznym jak i rozwój elektromobilności (czyli kwestie wskazane jako jedne z kluczowych w aspekcie polityki energetycznej Polski przedstawianej w



analizowanych dokumentach strategicznych) mogą skutkować zwiększeniem amplitudy napięć energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym, a tym samym przełożyć się na zwiększenie stopnia jego awaryjności (w przypadku braku poniesienia odpowiednich nakładów na przygotowanie systemu na te okoliczności).

Jako potrzeby inwestycyjne określono realizację inicjatyw zawartych w dokumentach strategicznych, które mają pozwolić na osiągnięcie zakładanego stanu docelowego.

### 5.6.7.2. Potrzeby finansowe

Osiągnięcie zakładanego w dokumentach strategicznych celu odnośnie jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorcy końcowego może wiązać się z koniecznością poniesienia przez OSD znaczących nakładów inwestycyjnych w analizowanym okresie.

Dlatego też nie jest zaskoczeniem, iż obszar dystrybucji energetycznej jest wedle dokumentów strategicznych drugim co do wielkości obszarem energetyki (po wytwarzaniu) pod kątem poziomu szacowanych potrzeb finansowych.

Zgodnie z przyjętą metodologią w obszarze dystrybucji energii elektrycznej potrzeby finansowe zostały założone na poziomie równym szacunkom nakładów inwestycyjnych na ten obszar wskazanych w dokumentach strategicznych. Wartość szacowanych potrzeb finansowych na okres 2019-2020 został skalkulowany jako różnica pomiędzy szacowaną wartością nakładów na lata 2016-2020 zgodnie z PEP2040 a sumą nakładów inwestycyjnych poniesionych przez OSD w latach 2016-2018 zgodnie z danymi Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (dalej PTPIREE)<sup>12</sup>.

Tabela 5.6-26 Prognoza potrzeb finansowych w zakresie dystrybucji energii elektrycznej [mln PLN\*]

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Razem
Infrastruktura dystrybucyjna	12 778**	36 122	33 321	82 221

\* Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

\*\* Dane z PEP2040 (31 009 mln PLN) pomniejszone o wartość nakładów inwestycyjnych OSD zgodnie z danymi PTPIREE (18 231 mln PLN)

Źródło: Analizy własne na podstawie PEP2040 oraz Raportów „Energetyka. Dystrybucja i przesył” PTPIREE za lata 2016-2018

Na podstawie przyjętych założeń Wykonawca przyjął, iż szacunkowy poziom potrzeb finansowych w obszarze dystrybucji energii elektrycznej w latach 2019-2030 wynosi 82 221 mln PLN.

### 5.6.7.3. Luka finansowa

<sup>12</sup> [Opracowania PTPIREE](#)

Zdecydowana większość sieci dystrybucji energii elektrycznej w Polsce jest zarządzane przez pięciu największych OSD. Czterech z nich (za wyjątkiem Innogy Stoen Operator) stanowią spółki należące do grup kapitałowych, w których największym udziałowcem jest Skarb Państwa. Z kolei Innogy Stoen Operator jest częścią międzynarodowej grupy kapitałowej E.ON.

Z uwagi na powyższe przyjęto, iż zdolność do pozyskania odpowiedniego poziomu finansowania zakładanych inwestycji przez tego typu podmioty jest wysoka. Ponadto plany inwestycyjne OSD są cyklicznie przedstawiane URE, co skłania do przyjęcia założenia, iż organy nadzoru nad rynkiem mają odpowiednią wiedzę na temat inwestycji planowanych przez OSD i są w stanie zareagować w przypadku, gdyby inwestycje te prowadziły do naruszenia poziomu bezpieczeństwa KSE.

Pozostała część infrastruktury dystrybucyjnej jest eksploatowana przez mniejsze podmioty w ramach lokalnych klastrów energii. Zgodnie z wynikami analiz dla obszaru przedsiębiorczości małe i średnie przedsiębiorstwa mogą napotykać istotne ograniczenia w procesie pozyskiwania finansowania nawet kiedy sam projekt, na który finansowanie jest pozyskiwane, jest ekonomicznie uzasadniony. Dlatego też w tym zakresie istnieje istotne prawdopodobieństwo wystąpienia luki finansowej.

Ponadto, zarówno w odniesieniu do głównych OSD jak i mniejszych podmiotów, luka finansowa może wystąpić w obszarze realizacji inwestycji na obszarach strategicznej interwencji, charakteryzujących się z jednej strony szczególnymi zaniedbaniami w zakresie ilości i jakości dostępnej infrastruktury, ale także niską gęstością zaludnienia i dużymi odległościami pomiędzy potencjalnymi odbiorcami końcowymi energii. Na obszarach tych opłacalność rynkowa inwestycji przedsiębiorstw może być relatywnie niższa od inwestycji na pozostałych obszarach kraju, co może przekładać się na rezygnowanie lub odsuwanie w czasie realizacji tego typu przedsięwzięć. Na tych obszarach wsparcie z udziałem środków publicznych wydaje się słusznym rozwiązaniem, zmierzającym do zapewnienia infrastruktury niezbędnej dla uruchomienia procesów rozwoju gospodarczego oraz spowolnienia niekorzystnych procesów ekonomicznych i społecznych.

#### **5.6.7.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia**

Jak wskazano powyżej zasadne może być zastosowanie instrumentów wsparcia w celu umożliwienia realizacji inwestycji cechujących się niską stopą zwrotu, ale mających istotne znaczenie dla rozwoju gospodarczego i społecznego danego obszaru.

Ze względu na fakt, iż za inwestycje w sieć dystrybucji energii elektrycznej odpowiedzialni są OSD przynależące do grup kapitałowych dużych energetycznych grup kapitałowych krajowych i zagranicznych zasadne wydaje się rozważenie w pierwszej kolejności całego spektrum instrumentów niedotacyjnych (głównie instrumentów finansowych i pomocy zwrotnej).

#### **5.6.8. Efektywność energetyczna**

### 5.6.8.1. Potrzeby inwestycyjne

#### Stan docelowy / pożądany

Jako stan docelowy założono realizację w perspektywie do 2030 r. inwestycji w zakresie efektywności energetycznej w odniesieniu do całości populacji domów jednorodzinnych i wielorodzinnych, w stosunku do których przyjęto zapotrzebowanie na realizację tego typu inwestycji na koniec 2018 r.

W kontekście domów jednorodzinnych oparto się na analizach przedstawionych w Raporcie „Efektywność Energetyczna w Polsce Przegląd 2017” (dalej „EE2017”)<sup>13</sup> sporządzonym przez Instytut Ekonomii Środowiska. Szacunek liczby domów jednorodzinnych w Polsce z potencjałem do termomodernizacji w określonych obszarach inwestycyjnych została przedstawiona w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-27 Liczba domów jednorodzinnych z potencjałem termomodernizacyjnym w wybranych obszarach inwestycyjnych

Obszar inwestycji	Udział domów jednorodzinnych z potencjałem termomodernizacyjnym	Liczba domów jednorodzinnych z potencjałem termomodernizacyjnym [tys. budynków]
Ocieplenie ścian budynku	14,7%	789
Remont dachu wraz z ociepleniem	19,0%	1 020
Wymiana drzwi zewnętrznych	3,7%	199
Wymiana okien	3,5%	188
Modernizacja instalacji grzewczej wraz z wymianą kotła grzewczego	20,1%	1 079

Źródło: EE2017

Przyjęto upraszczające założenie, iż w latach 2017-2018 liczba domów jednorodzinnych, w których zostały przeprowadzone inwestycje termomodernizacyjne była równa liczbie domów, w których takie potrzeby się w tym okresie pojawiły.

W odniesieniu do domów wielorodzinnych analizy oparto przede wszystkim o OMBMW. W dokumencie tym liczba budynków wielorodzinnych z potencjałem do termomodernizacji została określona na koniec 2017 r. na 210 000 budynków.

Przyjęto upraszczające założenie, iż w roku 2018 liczba domów wielorodzinnych, w których zostały przeprowadzone inwestycje termomodernizacyjne była równa liczbie domów, w których takie potrzeby się w tym okresie pojawiły.

#### Określenie potrzeb inwestycyjnych

<sup>13</sup> [Efektywność Energetyczna w Polsce Przegląd 2017](#)

Biorąc pod uwagę powyższe potrzeby inwestycyjne zostały określone następująco:

- Dla domów jednorodzinnych:
  - Ocieplenie ścian w 789 tys. domów;
  - Remont dachu wraz z ociepleniem w 1 020 tys. domów;
  - Wymiana drzwi zewnętrznych w 199 tys. domów;
  - Wymiana okien w 188 tys. domów;
  - Modernizacja instalacji grzewczej wraz z wymianą kotła grzewczego w 1 079 tys. domów.
- Dla domów wielorodzinnych – termomodernizacja 210 tys. budynków.

### 5.6.8.2. Potrzeby finansowe

#### Domy jednorodzinne

W odniesieniu do domów jednorodzinnych potrzeby finansowe zostały określone na w oparciu o analizy przedstawione w EE2017. W dokumencie tym zostały przedstawione oszacowania średnich kosztów inwestycji w poszczególnych obszarach.

W celu ich aktualizacji na stan na koniec 2018 r. oszacowania te zostały przemnożone przez wskaźnik cen produkcji budowlano-montażowej za lata 2017-2018.

Potrzeby finansowe zostały oszacowane poprzez przemnożenie zaktualizowanych oszacowań średnich kosztów inwestycji w poszczególnych obszarach przez liczbę domów z potencjałem do termomodernizacji – wyniki oszacowania zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 5.6-28 Oszacowanie potrzeb finansowych w zakresie efektywności energetycznej dla domów jednorodzinnych

Obszar inwestycji	Średni koszt inwestycji wg. stanu na 2016 [PLN]	Średni koszt inwestycji zaktualizowany na 2018 [PLN]	Liczba domów jednorodzinnych z potencjałem termomodernizacyjnym [tys. budynków]	Oszacowanie potrzeb finansowych [mln PLN]
Ocieplenie ścian budynku	26 100	27 762	789	21 903
Remont dachu wraz z ociepleniem	29 200	31 060	1 020	31 672
Wymiana drzwi zewnętrznych	4 500	4 787	199	951
Wymiana okien	12 800	13 615	188	2 558
Modernizacja instalacji grzewczej wraz z wymianą kotła	14 800	15 742	1 079	16 982

Obszar inwestycji	Średni koszt inwestycji wg. stanu na 2016 [PLN]	Średni koszt inwestycji zaktualizowany na 2018 [PLN]	Liczba domów jednorodzinnych z potencjałem termomodernizacyjnym [tys. budynków]	Oszacowanie potrzeb finansowych [mln PLN]
grzewczego				
<b>SUMA</b>				<b>74 066</b>

Źródło: Opracowanie własne, EE2017, GUS

### Domy wielorodzinne

W odniesieniu do domów wielorodzinnych potrzeby finansowe zostały opierając się na analizach przedstawionych w OMBMW. W dokumencie tym założono średni jednostkowy koszt termomodernizacji budynku wielorodzinnego na poziomie 351 tys. PLN na podstawie danych od Banku Gospodarstwa Krajowego za I połowę 2018 r. Na potrzeby analiz średni koszt jednostkowy został

W celu ich aktualizacji na stan na koniec 2018 r. oszacowanie wskaźnika zostało przemnożone przez wskaźnik cen produkcji budowlano-montażowej za okres od II do IV kwartału 2018.

Oszacowanie potrzeb finansowych w tym zakresie zostało przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-29 Oszacowanie potrzeb finansowych w zakresie efektywności energetycznej dla domów wielorodzinnych

Pozycja	Wartość
Szacunkowa liczba budynków wielorodzinnych [szt.]	535 100
Liczba budynków z potencjałem termomodernizacyjnym (potrzeby inwestycyjne) [szt.]	210 000
Udział budynków z potencjałem termomodernizacyjnym	39,2%
Średni koszt działań modernizacyjnych I poł 2018 [PLN]	351 000
Wskaźnik cen produkcji budowlano-montażowej II-IV kw 2018	102,8%
Średni koszt działań modernizacyjnych 2018 [PLN]	360 918
<b>Potrzeby finansowe [mln PLN]</b>	<b>75 793</b>

Źródło: Opracowanie własne, OMBMW, GUS

Podsumowując, łączne potrzeby finansowe w zakresie efektywności energetycznej w obszarze domów jednorodzinnych i wielorodzinnych zostały oszacowane na 149 859 mln PLN.

### **5.6.8.3. Luka finansowa**

Odnosnie inwestycji w zakresie efektywności energetycznej w budownictwie jednorodzinnych i wielorodzinnych istnieje istotne prawdopodobieństwo wystąpienia luki finansowej.

Warto zauważyć, iż największy potencjał termomodernizacyjny mogą mieć budynki najbardziej niedoinwestowane, odnośnie których właściciele nie posiadali do tej pory odpowiednich środków finansowych na inwestycje. Można z dużą dozą

prawdopodobieństwa założyć iż wielu z nich nadal nie będzie w odpowiedniej sytuacji finansowej aby pozyskać chociażby finansowanie dłużne na realizację inwestycji.

Dodatkowo należy mieć na uwadze, iż inwestycje w tym obszarze mogą mieć istotny wpływ na redukcję konsumpcji energii elektrycznej i ciepła, jednakże niska wartość pojedynczej inwestycji, długi okres zwrotu (oraz ryzyko związane z sytuacją finansową kredytobiorcy) skutkują niską skłonnością instytucji finansowych do angażowania środków w finansowanie inwestycji w tym obszarze.

#### **5.6.8.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia**

Z uwagi na przesłanki występowania luki finansowej należy rozważyć szerokie wykorzystanie instrumentów wsparcia w tym dotacji i instrumentów zwrotnych.

Dotacje powinny być stosowane w odniesieniu do szerokiego spektrum inwestycji w obszarze efektywności energetycznej natomiast instrumenty zwrotne powinny być rozważane w przypadku właścicieli budynków zdolnych do obsługi spłaty instrumentu zwrotnego w stosunku do inwestycji mających uzasadnienie ekonomiczne.

#### **5.6.9. Elektromobilność**

##### **5.6.9.1. Potrzeby inwestycyjne**

###### Stan docelowy / pożądany

W zakresie elektromobilności zdecydowano się na analizę w zakresie dostępności punktów ładowania samochodów.

W kontekście pojazdów kwestia taboru transportu publicznego została omówiona w innym rozdziale niniejszego Raportu, natomiast w odniesieniu do samochodów elektrycznych uznano, iż kwestia ich zakupu to przedmiot indywidualnych decyzji konsumentów.

W celu stworzenia warunków do rozwoju sektora elektromobilności jako jeden z kluczowych czynników uznano dostępność publicznych stacji ładowania, w szczególności przy trasach szybkiego ruchu. Odpowiedni poziom dostępności tych stacji umożliwi efektywne przemieszczanie się po kraju samochodów elektrycznych po terenie całego kraju i może istotnie się przełożyć na poziom popytu na te pojazdy.

Wedle Dyrektywy Parlamentu Europejskiego 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych<sup>14</sup> zalecane jest posiadanie co najmniej jednego publicznie dostępnego punktu ładowania na 10 samochodów elektrycznych.

Jak wspomniano wcześniej, na potrzeby określenia stanu pożądanego przyjęto za PSPA założenie odnośnie liczby samochodów w Polsce w 2030 r. na poziomie 228,7 tys. PLN.

---

<sup>14</sup> [Dyrektywa UE w sprawie rozwoju paliw alternatywnych](#)



Uwzględniając powyższe założenie oraz wspomnianą dyrektywę UE, stan docelowy infrastruktury ładowania został określony na poziomie 22 870 pkt. ładowania. Wedle PSPA rozkład punktów ładowania w Unii Europejskiej kształtuje się następująco: 85% standardowych stacji do ładowania na prąd zmienny (AC) oraz 15% szybkich stacji do ładowania (DC).

Przyjmując powyższe docelowa struktura punktów ładowania w 2030 roku określona została następująco:

- 19 440 punktów ładowania AC;
- 3 430 punktów ładowania DC.

#### Określenie potrzeb inwestycyjnych

Wedle PSPA na koniec marca 2019 roku w Polsce działało 646 stacji ładowania (co przekładało się na 1 148 punktów do ładowania) z czego 424 to stacje AC a 212 to punkty DC. Przyjęto upraszczające założenie odnośnie takiego samego rozkładu punktów ładowania jak stacji, co oznacza, iż jako stan wyjściowy infrastruktury ładowania w Polsce przyjęto 765 punktów ładowania AC oraz 383 punktów ładowania DC.

Oznacza to, iż potrzeby inwestycyjne, będące różnicą w liczbie punktów ładowania wedle stanu pożądanego a liczbie punktów ładowania wedle stanu wyjściowego kształtuje się następująco:

- 18 675 punktów ładowania AC;
- 3 047 punktów ładowania DC.

#### **5.6.9.2. Potrzeby finansowe**

Ze względu na niezidentyfikowanie wskaźnika kosztów jednostkowych punktów ładowania w dokumentach strategicznych i publicznie dostępnych bazach danych statystycznych, jednostkowy koszt stacji oparto o źródła rynkowe (Greenway – jeden z największych operatorów stacji ładowania) oraz portali branżowych (wysokienapięcie.pl).

Koszt punktu ładowania AC został przyjęty na poziomie 40 tys. PLN<sup>15</sup>, natomiast koszt punktu ładowania DC został przyjęty na poziomie 150 tys. PLN (średnia ze wskazanego przedziału 100-200 tys. PLN<sup>16</sup>).

Po przemnożeniu potrzeb inwestycyjnych przez koszty jednostkowe trzymano oszacowanie potrzeb finansowych na poziomie 1 204 mln PLN, na które składa się:

- 747 mln PLN na potrzeby punktów ładowania AC;
- 457 mln PLN na potrzeby punktów ładowania DC.

---

<sup>15</sup> [wysokienapięcie.pl](http://wysokienapięcie.pl) - Stacje ładowania aut na prąd: ile to kosztuje?

<sup>16</sup> [elektrowoz.pl](http://elektrowoz.pl) - Ile kosztuje firma z ładowarkami do elektryków



### **5.6.9.3. Luka finansowa**

Publicznie dostępne dane nie pozwalają na określenie poziomu luki finansowej w aspekcie infrastruktury ładowania. Niemniej jednak wydaje się, iż taka luka może występować ze względu na fakt, iż infrastruktura ładowania jest w istotnej mierze realizowana przez prywatne przedsiębiorstwa, które mogą napotykać na niedoskonałość rynku przy pozyskiwaniu finansowania na inwestycje.

### **5.6.9.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia**

Rekomenduje się wykorzystanie instrumentów wsparcia w formie zarówno instrumentów finansowych lub pomocy zwrotnej jak i dotacji.

Instrumenty finansowe mogą zostać wykorzystane do wsparcia rozwoju sieci punktów ładowania przy drogach ekspresowych i autostradach oraz w większych aglomeracjach miejskich, gdzie popyt na takie punkty może być większy, a tym samym wykorzystanie tego typu instrumentów może być bardziej zasadne.

Wsparcie w postaci zwrotnej i bezzwrotnej może zostać wykorzystane do wsparcia rozwoju sieci punktów ładowania na terenach o mniejszej gęstości zaludnienia oraz przy drogach o statusie niższym niż ekspresowe.

## **5.6.10. Ciepłownictwo**

### **5.6.10.1. Potrzeby inwestycyjne**

Rozwój ciepłownictwa sieciowego ma być kluczem do likwidacji zjawiska niskiej emisji, które jest jednym z głównych problemów ekologicznych w Polsce i który w ostatnich latach przykuwa szczególnie dużą uwagę opinii publicznej.

Jako stan docelowy przyjęto realizację celów przedstawionych w dokumentach strategicznych, w tym przede wszystkim osiągnięcie co najmniej 85% udziału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych z mocą zamówioną powyżej 5 MWt do 2030 r.

Należy wskazać, iż istotną rolę w tym aspekcie będą pełniły inwestycje w obszar wysokosprawnej kogeneracji, które mają przełożyć się na znaczący wzrost efektywności wytwarzania ciepła na potrzeby sieci.

W zakresie sieci ciepłowniczych przyjęto iż stan docelowy to osiągnięcie do 2030 r. w gminach miejskich udziału gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej na poziomie 70%.

Warto też wspomnieć, iż istotną rolę pełnić będzie instalowanie przez użytkowników końcowych zeroemisyjnych źródeł ciepła opartych o OZE w celu zaspokojenia własnych potrzeb w tym zakresie. Istotny wzrost OZE na potrzeby produkcji ciepła (i chłodu) ma pomóc spełnić przez Polskę wyznaczonych celów klimatycznych odnośnie udziału energii z OZE w końcowym zużyciu brutto.

### **5.6.10.2. Potrzeby finansowe**

Wielkość potrzeb finansowych została przyjęta na podstawie szacunkowych nakładów inwestycyjnych w tym obszarze przedstawionym w ramach dokumentów strategicznych. W celu oszacowania potrzeb finansowych na okres 2019-2020 odjęto od założonej w PEP2040 wartości nakładów na okres 2016-2020 wartości nakładów poniesienie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze (na podstawie danych prezentowanych przez URE w corocznych raportach „Energetyka ciepła w liczbach”<sup>17</sup>).

Wartość oszacowania potrzeb finansowych została przedstawiona w tabeli poniżej.

Tabela 5.6-30 Prognoza potrzeb finansowych w zakresie ciepłownictwa [mln PLN\*]

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Razem
Ciepłownictwo	6 345	18 515	18 978	43 838

\* Dane źródłowe w mln EUR 2016, przeliczone po kursie średnim 2016 wg. NBP (1 EUR = 4,3625 PLN)

\*\* Dane z PEP2040 (31 009 mln PLN) pomniejszone o wartość nakładów inwestycyjnych zgodnie z danymi URE

Źródło: Analizy własne za PEP2040, raporty „Energetyka Ciepła w Liczbach” URE

Na podstawie przyjętych założeń Wykonawca przyjął, iż szacowany poziom potrzeb finansowych w obszarze ciepłownictwa w latach 2019-2030 wynosi 43 838 mln PLN.

### 5.6.10.3. Luka finansowa

Sytuacja finansowa poszczególnych przedsiębiorstw ciepłowniczych jest zróżnicowana, przy czym w 2018 roku nastąpił gwałtowny spadek poziomu rentowności działalności ciepłowniczej.

Tabela 5.6-31 Rentowność\* przedsiębiorstw ciepłowniczych w latach 2013-2018

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Rentowność	1,81%	3,63%	1,46%	9,68%	6,71%	1,88%

\* Rentowność liczona wedle wzoru:  $(\text{Przychody ogółem} - \text{Koszty ogółem}) / \text{Przychody ogółem}$

Źródło: URE

Wpływ na pogarszanie marż od 2017 roku mają głównie rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz ciepłe zimy, które znacząco przekładają się na spadek przychodów przedsiębiorstw ciepłowniczych. Należy zauważyć, iż nie ma jeszcze danych odnośnie rentowności tych przedsiębiorstw za 2019 rok, jednakże można spodziewać się dalszego pogorszenia sytuacji w związku z dalszym wzrostem cen uprawnień oraz kolejną łagodną zimą zarówno na koniec sezonu grzewczego 2018/2019 jak i w sezonie grzewczym 2019/2020.

<sup>17</sup> [Energetyka Ciepła w Liczbach](#)

Powyższe kwestie w szczególności dotyczą przedsiębiorstw ciepłowniczych w mniejszych miastach (do 100 tys. mieszkańców<sup>18</sup>), z mniejszą gęstością zaludnienia i z większymi odległościami pomiędzy poszczególnymi odbiorcami.

Sytuacja finansowa tych przedsiębiorstw może mieć istotne przełożenie na ich zdolność do pozyskiwania finansowania dłużnego w celu realizacji niezbędnych inwestycji.

Ponadto należy zauważyć iż wiele przedsiębiorstw ciepłowniczych ma obecnie utrudniony dostęp także do instrumentów wsparcia w ramach środków publicznych ze względu na brak spełniania kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego (patrz definicja efektywnego systemu ciepłowniczego – Rozdział 5.6.1.10.).

Ponadto luka finansowa z pewnością wystąpi w obszarze realizacji inwestycji na obszarach strategicznej interwencji, charakteryzujących się z jednej strony szczególnymi zaniedbaniami w zakresie ilości i jakości dostępnej infrastruktury, ale także niską gęstością zaludnienia i dużymi odległościami pomiędzy potencjalnymi odbiorcami końcowymi energii lub ciepła. Na obszarach tych opłacalność rynkowa inwestycji przedsiębiorstw jest relatywnie niższa od inwestycji na pozostałych obszarach kraju, co powoduje rezygnowanie lub odsuwanie w czasie realizacji tego typu przedsięwzięć. Na tych obszarach wsparcie z udziałem środków publicznych wydaje się słusznym rozwiązaniem, zmierzającym do zapewnienia infrastruktury niezbędnej dla uruchomienia procesów rozwoju gospodarczego oraz spowolnienia niekorzystnych procesów ekonomicznych i społecznych.

W poniższej tabeli przedstawiono udział finansowania dłużnego w strukturze finansowania inwestycji w obszarze ciepłowniczym w ostatnich latach.

Tabela 5.6-32 Struktura finansowania inwestycji w przedsiębiorstwach ciepłowniczych w latach 2013-2018 [mln PLN]

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Inwestycje w ciepłownictwo	2 805	3 664	4 472	2 987	2 860	2 938
<i>finansowane kapitałem własnym</i>	2 317	2 599	3 309	2 478	2 453	2 364
<i>finansowane kapitałem obcym</i>	488	1 065	1 163	509	407	574
Udział finansowania kapitałem obcym	17,4%	29,1%	26,0%	17,0%	14,2%	19,5%
Średni udział finansowania kapitałem obcym w latach 2013-2018	20,5%					

Źródło: URE

W tabeli poniżej przedstawiono szacunkową kalkulację zapotrzebowania na kapitał obcy w ramach potrzeb finansowych, który może stanowić górną granicę wielkości

<sup>18</sup> [biznesalert.pl](http://biznesalert.pl): Polska: Sytuacja Finansowa Ciepłowni

luki finansowej (przy założeniu utrzymania się średniego wskaźnika udziału kapitału obcego w strukturze finansowania z lat 2013-2018).

Tabela 5.6-33 Oszacowanie zapotrzebowania na kapitał obcy w obszarze inwestycji w ciepłownictwie [mln PLN]

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Razem
Potrzeby finansowe w ciepłownictwie	6 345	18 515	18 978	43 838
Założony udział finansowania kapitałem obcym	20,5%	20,5%	20,5%	20,5%
<b>Wartość zapotrzebowania na kapitał obcy</b>	<b>1 304</b>	<b>3 804</b>	<b>3 899</b>	<b>9 007</b>

Źródło: PEP2040, analizy własne

#### 5.6.10.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia

Z uwagi na duże prawdopodobieństwo występowania luki finansowej w obszarze ciepłownictwa rekomenduje się wykorzystywanie w tym obszarze szerokiego spektrum instrumentów wsparcia, w tym zarówno dotacji (w szczególności w odniesieniu do przedsiębiorstw funkcjonujących w mniejszych i średnich miastach) jak i instrumentów finansowych (w dużych miastach).

#### 5.6.11. Biomasa

##### 5.6.11.1. Potrzeby inwestycyjne

Na potrzeby kalkulacji potrzeb inwestycyjnych przyjęto upraszczające założenie, iż zużycie brutto biomasy w Polsce w analizowanym okresie będzie pokrywane poprzez dwa źródła: drewno opałowe pozyskane z lasów oraz z upraw wierzby energetycznej.

W dalszej części poddano analizie koszty inwestycyjne związane z pozyskiwaniem surowca na potrzeby pozyskiwania biomasy z uwagi na specyficzny charakter tego odnawialnego źródła energii. W przeciwieństwie do np. wody, słońca i wiatru, aby zapewnić stabilność w wykorzystaniu biomasy pochodzącej ze źródeł odnawialnych, należy zapewnić dostępność surowca, poprzez jego odpowiednie zaplanowanie, uprawę i pozyskanie.

W kontekście drewna opałowego pozyskiwanego z lasów przyjęto w okresie analizy pozyskiwanie wolumenów równych wolumenowi pozyskanemu w 2018 roku wg. danych GUS<sup>19</sup> z dokumentu „Rocznik Statystyczny Leśnictwa 2019”. Dodatkowo przyjęto upraszczające założenie, iż pozyskiwanie drewna opałowego z lasów nie wiąże się z koniecznością ponoszenia dodatkowych nakładów inwestycyjnych.

Założono, iż jako inwestycje w tym podobszarze przeanalizowane zostaną inwestycje w uprawy wierzby energetycznej niezbędne do pokrycia brakującej podaży biomasy po uwzględnieniu pozyskania drewna opałowego z lasów. Jako miarę do

<sup>19</sup>[Rocznik Statystyczny Leśnictwa 2019, GUS](#)

oszacowania potrzeb inwestycyjnych przyjęto ilość hektarów upraw wierzby energetycznej.

W dokumentach strategicznych przedstawiono oszacowanie zużycia brutto biomasy w wybranych latach (patrz Tabela 5.6-13). Oszacowanie zużycia w latach pośrednich przeprowadzono poprzez zastosowanie interpolacji w stosunku do założeń w dokumentach strategicznych.

W celu oszacowania wartości zapotrzebowania na biomasę pokrywanej przez pozyskanie drewna opałowego z lasów przemnożono jednostkową wartość opałową danego gatunku drewna przez zakładany wolumen jego pozyskania. Oszacowanie jednostkowej wartości opałowej drewna pozyskanego z lasów zostało przeprowadzone przy zastosowaniu poniższego wzoru:

$$WO_{i[GJ/m^3]} = WO_{i[kWh/mp]} \div P_{mp/m^3} \times P_{GJ/kWh}$$

Gdzie:

$WO_{i[GJ/m^3]}$  – Jednostkowa wartość opałowa dla drewna typu  $i$  (w GJ / m<sup>3</sup>)

$WO_{i[kWh/mp]} \div P_{mp/m^3}$  – Jednostkowa wartość opałowa dla drewna typu  $i$  (w GJ / m<sup>3</sup> – dla grubizny liściastej przyjęto 1 mp = 2100 kWh, dla grubizny iglastej 1 mp = 1600kWh<sup>20</sup> natomiast dla drewna małowymiarowego założono tożsamą wartość opałową i tożsamy proporcjonalny udział drewna liściastego i iglastego jak w przypadku grubizny)

$P_{mp/m^3}$  – Współczynnik przeliczenia metra przestrzennego (mp) na metr sześcienny (m<sup>3</sup>) (1 mp = 0,7 m<sup>3</sup><sup>21</sup>)

$P_{mp/m^3}$  – Współczynnik przeliczenia kWh na GJ (1 kWh = 0,0036 GJ).

W tabeli poniżej przedstawiono przyjęte poziomy oszacowania zużycia biomasy w Polsce w poszczególnych latach w ktoe oraz w GJ oraz założone pokrycie biomasy z drewna opałowego z lasów.

Tabela 5.6-34 Oszacowanie wolumenu zużycia brutto biomasy i źródeł jego pokrywania

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Zużycie brutto biomasy [ktoe]	7 447	7 672	7 896	8 121	8 347	8 572
Zużycie brutto biomasy [TJ]	320 980	330 369	339 799	349 230	358 661	368 092
Pokrycie zużycia z	19 699	19 699	19 699	19 699	19 699	19 699

<sup>20</sup> [Wartość opałowa drewna - Agroenergetyka](#)

<sup>21</sup> J.w.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
grubizny liściastej [TJ]						
Pokrycie zużycia z grubizny iglastej [TJ]	15 774	15 774	15 774	15 774	15 774	15 774
Pokrycie zużycia z drewna małowymiarowego [TJ]	12 801	12 801	12 801	12 801	12 801	12 801
Zużycie do pokrycia [TJ]	263 316	272 705	282 094	291 524	300 955	263 316
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Zużycie brutto biomasy [ktoe]	9 023	9 323	9 623	9 922	10 222	10 522
Zużycie brutto biomasy [TJ]	377 522	390 066	402 610	415 153	427 697	440 240
Pokrycie zużycia z grubizny liściastej [TJ]	19 699	19 699	19 699	19 699	19 699	19 699
Pokrycie zużycia z grubizny iglastej [TJ]	15 774	15 774	15 774	15 774	15 774	15 774
Pokrycie zużycia z drewna małowymiarowego [TJ]	12 801	12 801	12 801	12 801	12 801	12 801
Zużycie do pokrycia [TJ]	310 386	319 817	329 248	341 791	354 335	310 386

Źródło: KPEiK, GUS, analizy własne

Przyjęto upraszczające założenie, iż stosowana jest uprawa wierzby w cyklu 3-letnim, tak więc np. pokrycie planowanego zużycia biomasy w 2023 roku odbywa się ze zbiorów z plantacji założonych w 2019 roku. Przyjęto założenie, iż zapotrzebowanie do 2022 roku włącznie pokryte będzie z plantacji już założonych a potrzeby inwestycyjne w ostatnim roku analizy, tj. 2030 są związane z planowanym zużyciem brutto w 2034 roku.

Ponadto, ze względu na niezidentyfikowanie publicznie dostępnych danych odnośnie struktury produkcji biomasy, w tym upraw, przyjęto konserwatywne założenie iż w latach 2019-2021 w celu pokrycia zapotrzebowania na lata 2023-2025 konieczne jest założenie plantacji w celu pokrycia całości zapotrzebowania. W kolejnych latach (ze względu na możliwość ponownych zbiorów z istniejących upraw) przyjęto założenie odnośnie określenia potrzeb inwestycyjnych jako niezbędnego przyrostu powierzchni w celu zaspokojenia planowanego zużycia. Należy zauważyć, iż w przypadku dostępności publicznie dostępnych danych odnośnie struktury upraw biomasy w Polsce wartość oszacowania potrzeb inwestycyjnych w tym segmencie mogłaby ulec zmniejszeniu.

Kalkulacja powierzchni upraw została przeprowadzona według poniższego wzoru w latach 2019-2021:



$$PI_t = Z_{t+3}/(W \times K)$$

Gdzie:

$PI_t$  – potrzeby inwestycyjne, czyli powierzchnia upraw wierzby energetycznej w okresie  $t$  (w hektarach)

$Z_{t+3}$  – Zapotrzebowanie na biomasę pozostałe do pokrycia po uwzględnieniu pozyskania drewna opałowego z lasów w roku  $t+3$  (w GJ)

$W$  – Współczynnik wielkości plonu z 1 ha plantacji wierzby energetycznej przy 3-letnim cyklu upraw (21,47 t/ha<sup>22</sup>)

$K$  – Współczynnik kaloryczności wierzby energetycznej przy 3-letnim cyklu upraw (19,56 GJ/t<sup>23</sup>).

W latach 2022-2030 wzór ten jest modyfikowany poprzez licznie potrzeb inwestycyjnych jako przyrostu powierzchni w stosunku do stanu sprzed 3 lat:

$$PI_t = \frac{Z_{t+3}}{(W \times K)} - P_{t-3}$$

Gdzie:

$P_{t-3}$  – powierzchnia upraw wierzby energetycznej według stanu w roku  $t-3$

Reszta parametrów zgodnie z definicjami w poprzednim równaniu.

Wynik kalkulacji potrzeb inwestycyjnych został przedstawiony w tabeli poniżej.

Tabela 5.6-35 Oszacowanie potrzeb inwestycyjnych [ha]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Potrzeby inwestycyjne – powierzchnia	739 097	761 554	784 011	74 782	82 195	89 607
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Potrzeby inwestycyjne – powierzchnia	89 607	89 607	64 839	40 071	15 303	15 303

Źródło: analizy własne

### 5.6.11.2. Potrzeby finansowe

Potrzeby finansowe zostały określone jako koszty założenia upraw o powierzchni zdefiniowanej jako potrzeby inwestycyjne.

<sup>22</sup> [Las Prywatny - poradnik](#)

<sup>23</sup> J.w.



Koszt jednostkowy założenia 1 ha upraw został przyjęty na podstawie poziomu średniego kosztu założenia 1 ha plantacji na podstawie publikacji „Koszty i Opłacalność Produkcji Biomasy z Trzyletniej Wierzby Energetycznej”<sup>24</sup>.

W powyższej publikacji zostało wskazane oszacowanie kosztu założenia plantacji wierzby energetycznej na 2011, z uwagi na powyższe cena jednostkowa została skorygowana o wskaźnik inflacji do poziomu na koniec 2018 roku.

Wyniki oszacowania potrzeb inwestycyjnych zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 5.6-36 Oszacowanie potrzeb finansowych [mln PLN]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Potrzeby finansowe	4 207	4 335	4 462	426	468	510
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Potrzeby finansowe	510	510	369	228	87	87

Źródło: analizy własne

Łączna wartość potrzeb finansowych w zakresie biomasy została oszacowana łącznie na 16 199 mln PLN, przy czym, jak wskazano przy opisie kalkulacji potrzeb inwestycyjnych, szacunki te nie uwzględniają struktury obecnie uprawianych plantacji biomasy (ze względu na niezidentyfikowanie publicznie dostępnych danych w tym zakresie). Istnieje zatem istotne prawdopodobieństwo, iż potrzeby finansowe oszacowane przy wykorzystaniu takich danych byłyby istotnie niższe.

### 5.6.11.3. Luka finansowa

W zakresie biomasy istnieją istotne przesłanki do stwierdzenia występowania luki finansowej, ze względu na fakt, iż plantacje biomasy są prowadzone przez rolników. Istotna część z nich może mieć problem ze sfinansowaniem nakładów na założenie plantacji pomimo potencjalnej opłacalności projektów do sfinansowania.

### 5.6.11.4. Możliwe do zastosowania instrumenty wsparcia

Ze względu na możliwość wystąpienia luki finansowej w obszarze produkcji biomasy zasadne wydaje się wykorzystywanie instrumentów finansowych w tym zakresie.

Wykorzystanie biomasy ma przyczynić się do wzrostu udziału OZE w krajowym bilansie energetycznym, z uwagi na powyższe należy rozważyć wykorzystanie zarówno instrumentów zwrotnych jak i dotacji.

<sup>24</sup> [Koszty i Opłacalność Produkcji Biomasy Z Trzyletniej Wierzby Energetycznej, D. Kwaśniewski, Inżynieria Rolnicza 1\(126\)/2011](#)

### 5.6.11.5. Spis tabel i rysunków

Tabela 5.6-1 Prognoza poziomu mocy zainstalowanej w Polsce do 2040 r. z OZE w podziale na poszczególne typy OZE [MW] .....	1
Tabela 5.6-2 Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto z OZE w podziale na poszczególne typy OZE [TWh] .....	1
Tabela 5.6-3 Prognozowane nakłady inwestycyjne w OZE w latach 2016-2040 [mln PLN*] .....	2
Tabela 5.6-4 Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł kogeneracyjnych [MW]* .....	2
Tabela 5.6-5 Prognoza produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji [GWh] .....	3
Tabela 5.6-6 Prognoza produkcji ciepła w kogeneracji [TJ].....	3
Tabela 5.6-7 Prognozowane nakłady inwestycyjne w źródła kogeneracyjne w latach 2016-2040 [mln PLN*] .....	3
Tabela 5.6-8 Prognozowane nakłady inwestycyjne w system gazowy w latach 2016-2040 [mln PLN*] .....	3
Tabela 5.6-9 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sieci przesyłu energii elektrycznej w latach 2016-2040 [mln PLN*] .....	4
Tabela 5.6-10 Prognozowane nakłady inwestycyjne w sieci dystrybucji energii elektrycznej w latach 2016-2040 [mln PLN*] .....	5
Tabela 5.6-11 Prognozowane nakłady inwestycyjne w źródła kogeneracyjne w latach 2016-2040 [mln PLN*] .....	8
Tabela 5.6-12 Prognozowane nakłady inwestycyjne w rozbudowę i modernizację sieci ciepłowniczych [mln PLN*] .....	8
Tabela 5.6-13 Prognoza krajowego zużycia brutto biomasy [ktoe].....	8
Tabela 5.6-14 Prognoza wolumenu mocy osiągalnej OZE wg typu źródeł w latach 2019-2030 dla analizowanych scenariuszy [MW].....	10
Tabela 5.6-15 Prognoza poziomu mocy zainstalowanej w OZE dla poszczególnych województw w 2030 roku [MW] .....	11
Tabela 5.6-16 Moc zainstalowana w OZE w Polsce na 31.12.2018.....	14
Tabela 5.6-17 Zestawienie danych odnośnie mocy zainstalowanej w OZE dla poszczególnych źródeł [MW].....	15
Tabela 5.6-18 Potrzeby inwestycyjne w podziale na poszczególne typy źródeł w latach 2019-2030 dla analizowanych scenariuszy [MW] .....	16
Tabela 5.6-19 Potrzeby inwestycyjne w OZE dla poszczególnych województw w perspektywie do 2030 roku [MW] .....	16
Tabela 5.6-20 Prognoza jednostkowych nakładów inwestycyjnych w podziale na technologie wytwarzania [mln PLN / MW].....	19
Tabela 5.6-21 Szacunkowe potrzeby finansowe dla analizowanych Scenariuszy oraz źródeł założeń kosztowych [mln PLN] .....	20
Tabela 5.6-22 Potrzeby finansowe w OZE dla poszczególnych województw w perspektywie do 2030 roku [mln PLN].....	21
Tabela 5.6-23 Prognoza zmiany mocy osiągalnej netto źródeł kogeneracyjnych [MW]* .....	24

Tabela 5.6-24 Prognoza potrzeb finansowych w zakresie elektrociepłowni [mld PLN]* .....	30
Tabela 5.6-25 Porównanie wskaźników SAIDI i SAIFI dla Polski i krajów europejskich w latach 2012-2016 .....	33
Tabela 5.6-26 Prognoza potrzeb finansowych w zakresie dystrybucji energii elektrycznej [mln PLN*].....	34
Tabela 5.6-27 Liczba domów jednorodzinnych z potencjałem termomodernizacyjnym w wybranych obszarach inwestycyjnych.....	36
Tabela 5.6-28 Oszacowanie potrzeb finansowych w zakresie efektywności energetycznej dla domów jednorodzinnych .....	37
Tabela 5.6-29 Oszacowanie potrzeb finansowych w zakresie efektywności energetycznej dla domów wielorodzinnych.....	38
Tabela 5.6-30 Prognoza potrzeb finansowych w zakresie ciepłownictwa [mln PLN*]42	
Tabela 5.6-31 Rentowność* przedsiębiorstw ciepłowniczych w latach 2013-2018...	42
Tabela 5.6-32 Struktura finansowania inwestycji w przedsiębiorstwach ciepłowniczych w latach 2013-2018 [mln PLN].....	43
Tabela 5.6-33 Oszacowanie zapotrzebowania na kapitał obcy w obszarze inwestycji w ciepłownictwie [mln PLN] .....	44
Tabela 5.6-34 Oszacowanie wolumenu zużycia brutto biomasy i źródeł jego pokrywania .....	45
Tabela 5.6-35 Oszacowanie potrzeb inwestycyjnych [ha] .....	47
Tabela 5.6-36 Oszacowanie potrzeb finansowych [mln PLN].....	48
Rysunek 5.6-1 Moc zainstalowana w OZE w Polsce na 31.12.2018 wg. CIRE .....	14